



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación :

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

DESARROLLO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR
TERMOELÉCTRICA CON RECEPTOR CENTRAL EN
TORRE Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO
DE SALES

Iker Barriga Cuesta

Javier Bustince Beorlegui

Pamplona, Noviembre de 2012

Estamos tan acostumbrados al hecho de que el Sol existe, que rara vez nos detenemos a pensar en él, más allá de que sale y se pone. No nos damos cuenta de que el Sol es el origen de toda la energía disponible en la Tierra y que, gracias a él, existimos. Todo lo que comemos es producido directa o indirectamente por el Sol, a través de la fotosíntesis que libera a la atmósfera el oxígeno esencial para la vida.

La misma luz solar nos proporciona el calor necesario para subsistir. Sin calor, los océanos se congelarían, la atmósfera se condensaría. Sin el Sol no habría lluvia, nieve, ríos, lagos, viento, nubes, arco iris... en definitiva, no habría rastro de vida sobre el planeta. No es extraño que el ser humano, desde los tiempos más remotos, haya reconocido el poder del Sol y lo haya adorado



Figura 1. El sol, el origen de todo

*La energía solar no es una energía alternativa: es la energía.
Hermann Scheer*

AGRADECIMIENTOS:

Quisiera aprovechar la oportunidad que se me brinda para agradecer a todas esas personas que me han apoyado tanto durante todo este tiempo.

En primer lugar, y como no podía ser de otra forma, agradecer a mi madre, que tanto en los momentos buenos como en los más difíciles ha estado siempre animándome a seguir hacia adelante.

En segundo lugar, y de la misma forma, agradecer a mis tíos y primos por estar siempre pendientes de mi evolución, interesándose por mí.

En tercer lugar, quisiera agradecer a Javier Bustince, mi director de proyecto, por ofrecerme su tiempo, sus conocimientos en este proyecto y sobre todo por quitar hierro a la situación en los momentos más estresantes.

Además de los anteriores ya mencionados, me gustaría agradecer a todas las personas que con su apoyo y sus conocimientos han hecho posible la realización de este proyecto, a Valeriano Ruiz, Catedrático de la Universidad de Sevilla, que gracias a su charla de la energía termosolar fue de gran ayuda en la elección del proyecto, a David Cuesta, ingeniero de ACCIONA y por encima de todo mi primo, por dedicarme su tiempo ayudándome en todo lo que podía, a Felix María Téllez Sufrategui, ingeniero de PROTERMO SOLAR quien sin conocerme personalmente me ayudo sin pensárselo, facilitándome el software (SAM) a partir del cual se ha realizado la mayor parte de este proyecto, a Joseba Azcona de Bombas Flow-Serve, quien me facilito importantes datos acerca de las bombas para sales fundidas, a mi primo Miguel Angel Cuesta, abogado del Ayuntamiento, que no se lo pensó ni un momento en ayudarme con los temas legales que abarca el proyecto, a Amaya Erro, profesora de la UPNA, que me ayudó en la parte económica y financiera y a mis compañeros de BSH por su ayuda a la hora de imprimir los planos.

Por último, pero no por ello menos importante, a todos mis amigos y a mi equipo que, cada uno a su manera, siempre han confiado en mí, por esa amistad y los momentos de risas que te ayudan a olvidarte de todo lo malo en los momentos más difíciles, así como a mi novia Esther, por ofrecerme todo su cariño en cada momento.

Muchas gracias a todos.

Índice:

Memoria.....	7
Cálculos.....	123
Planos.....	263
Presupuesto.....	271
Pliego de condiciones.....	283
Bibliografía.....	299



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

DESARROLLO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR
TERMOELÉCTRICA CON RECEPTOR CENTRAL EN
TORRE Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO
DE SALES

MEMORIA

Iker Barriga Cuesta

Javier Bustince Beorlegui

Pamplona, Noviembre de 2012

Índice:

1. Introducción.....	12
2. Justificación del proyecto.....	13
3. Tipos de energía.....	14
3.1. Energías fósiles.....	14
3.1.1. El petróleo.....	14
3.1.2. El gas natural.....	16
3.1.3. El carbón.....	16
3.2. La energía nuclear.....	17
3.3. Consumo y reservas.....	18
3.4. Energías renovables.....	19
3.4.1. Energía eólica.....	20
3.4.1.1. Parques eólicos.....	21
3.4.1.2. Parques eólicos marinos.....	22
3.4.1 Energía hidráulica.....	23
3.4.2 Energía marina.....	24
3.4.2.1 Sistemas de obtención de la energía de las olas y corrientes.....	25
3.4.2.1.1 Sistemas de columna de agua oscilante.....	26
3.4.2.1.2 Sistema de Péndulo.....	27
3.4.2.1.3 Rectificador de Russell.....	28
3.4.2.1.4 Rectificador Belfast.....	28
3.4.2.1.5 Sistema Mighty Whale (ballena poderosa).....	29
3.4.2.1.6 Convertidor NEL.....	30
3.4.2.1.7 Paleta oscilante Salter.....	30
3.4.2.1.8 Pelamis.....	31
3.4.2.1.9 Archimedes Wave Swing (AWS).....	31
3.4.2.1.10 Conversor de Energía Oyster.....	32
3.4.2.1.11 Balsa de Cockerrell.....	33
3.4.2.1.12 Dragón de Olas (Wave Dragon).....	34
3.4.2.2 La energía térmica de los océanos (energía mareotérmica).....	34
3.4.3 Energía geotérmica.....	35
3.4.3.1 Plantas de aprovechamiento de vapor seco.....	37
3.4.3.2 Plantas de agua a alta temperatura.....	37
3.4.3.3 Centrales de ciclo binario.....	38
3.4.4 Energía de biomasa.....	38
3.4.4.1 Fuentes de la biomasa.....	39
3.4.4.1.1 Biomasa natural.....	39
3.4.4.1.2 Biomasa residual.....	39
3.4.4.1.3 Excedentes de cosechas agrícolas.....	39
3.4.4.1.4 Cultivos energéticos.....	40
3.4.4.2 Procesos de obtención de biomasa.....	40
3.4.4.2.1 Procesos físicos.....	40
3.4.4.2.2 Procesos termoquímicos.....	40
3.4.4.2.3 Procesos bioquímicos.....	40
3.4.4.3 Producción de energía eléctrica.....	41

3.4.5	Energía solar.....	41
3.4.5.1	Energía solar fotovoltaica.....	42
3.4.5.1.1	Sistemas autónomos sin conexión a la red.....	43
3.4.5.1.2	sistemas conectados a la red.....	44
3.4.5.1.3	Beneficios de la energía fotovoltaica.....	45
3.4.5.2	Energía solar térmica.....	46
3.4.5.2.1	Funcionamiento de las centrales solares.....	48
3.4.5.2.2	Tipos de centrales termosolares.....	49
3.4.5.2.2.1	Central de concentradores lineales de Fresnel.....	50
3.4.5.2.2.2	Central de colectores cilíndrico-parabólico (CCP).....	51
3.4.5.2.2.3	Central de discos parabólicos.....	52
3.4.5.2.2.4	Central de receptor en torre.....	54
3.4.5.2.2.5	Chimenea solar.....	55
4.	Objeto del proyecto.....	56
4.1.	¿Por qué realizar este proyecto?.....	57
5.	El Sol y la Tierra.....	58
5.1.	La Tierra.....	58
5.2.	El Sol.....	59
5.2.1.	La radiación solar.....	60
5.2.2.	Soleamiento.....	62
6.	Sistema de receptor central.....	63
6.1.	Sistemas termosolares de concentración.....	63
6.2.	Descripción general de un SRC.....	65
6.2.1.	Campo de heliostatos.....	66
6.2.2.	Receptor solar.....	69
6.2.3.	La torre.....	72
6.2.4.	Sistema de control.....	73
6.2.5.	Sistema de almacenamiento térmico.....	73
6.2.5.1.	Calor sensible.....	74
6.2.5.2.	Calor latente.....	74
6.2.5.3.	Almacenamiento termoquímico.....	75
6.2.6.	Sistemas de producción de potencia.....	77
6.2.6.1.	Plantas que emplean vapor saturado.....	77
6.2.6.2.	Plantas que emplean sales fundidas.....	78
6.2.7.	Sistema auxiliar.....	79
6.3.	Rendimiento característico de un SRC.....	79
6.3.1.	Rendimiento del campo de heliostatos.....	80
6.3.1.1.	Pérdidas geométricas.....	80
6.3.1.1.1.	Factor coseno.....	80
6.3.1.1.2.	Pérdidas por sombras.....	81
6.3.1.1.3.	Pérdidas por bloqueos.....	81
6.3.1.2.	Pérdidas por reflectividad.....	82
6.3.1.3.	Pérdidas por atenuación atmosférica.....	82

6.3.1.4.	Pérdidas por desbordamiento de flujo.....	83
6.3.2.	Rendimiento del receptor.....	84
6.3.2.1.	Pérdidas por radiación.....	84
6.3.2.2.	Pérdidas por convección.....	84
6.3.2.3.	Pérdidas por conducción.....	84
6.3.3.	Balance energético global.....	84
6.4.	Situación actual y desarrollo tecnológico de los SRC.....	85
6.4.1.	A corto plazo.....	86
6.4.2.	A largo plazo.....	87
6.5.	El problema de optimización de los SRC.....	87
6.5.1.	Definición de la planta.....	88
6.5.1.1.	Localización de la planta.....	88
6.5.1.2.	Punto de diseño del sistema solar.....	88
6.5.1.3.	Potencia de diseño.....	89
6.5.1.4.	Factor de capacidad de la planta.....	89
6.5.1.5.	Fluido caloportador.....	89
6.5.1.6.	Configuración del campo de heliostatos.....	89
6.5.1.7.	Configuración del receptor.....	90
6.5.2.	Optimización de la parte solar.....	90
6.5.2.1.	Dimensiones, calidad óptica y canteo de los heliostatos.....	90
6.5.2.2.	Altura de la torre.....	91
6.5.2.3.	Dimensiones del receptor.....	91
6.5.2.4.	Múltiplo solar.....	91
6.5.2.5.	Superficie de terreno disponible.....	91
6.5.2.6.	Modelo de distribución de la energía del sol.....	91
6.5.3.	Optimización de la parte convencional.....	92
7.	Datos y características del proyecto.....	92
7.1.	Campo de heliostatos.....	92
7.2.	Receptor solar.....	94
7.3.	La torre.....	96
7.4.	Sistema de control.....	96
7.5.	Sistema de almacenamiento térmico.....	97
7.6.	Sistemas de producción de potencia.....	99
7.6.1	Ciclo de la planta.....	99
7.7.	Sistema auxiliar.....	100
8.	Posibles soluciones.....	100
8.1.	Tipo de instalación.....	100
8.1.1.	Torre solar.....	101
8.1.2.	Isla solar.....	102
8.1.3.	Central de disco parabólico.....	103
8.1.4.	Torre de recepción central.....	104

8.2. Elección del emplazamiento.....	105
8.2.1. Ceuta.....	106
8.2.2. Tenerife (Zona de Izaña).....	106
8.2.3. Desierto de los Monegros.....	108
8.2.4. Bardenas Reales.....	109
8.2.5. Albacete.....	110
9. Etapas y plazos de ejecución.....	111
9.1.Obra civil.....	111
9.1.1. Movimientos de tierras.....	112
9.1.2. Cimentación.....	112
9.1.3. Bancada.....	112
9.1.4. Zanjas.....	113
9.1.5. Otros trabajos.....	113
9.2.Plazos de ejecución.....	113
9.2.1. Adecuación del terreno y obra civil.....	113
9.2.2. Construcción de la torre.....	114
9.2.3. Colocación del receptor.....	114
9.2.4. Instalación de los heliostatos (campo solar).....	115
9.2.5. Instalación de la isla de potencia.....	116
9.2.6. Puesta en marcha.....	116
10. Resumen de presupuesto.....	117
11. Conclusiones.....	118
12. Bibliografía.....	119
12.1. Apuntes y libros.....	119
12.2. Páginas WEB.....	120

1. Introducción

“A lo largo de la Historia de la Humanidad, la posibilidad de desarrollo de los pueblos ha estado directamente relacionada con su capacidad de disponer de recursos energéticos. El descubrimiento y evolución de una fuente de energía define el progreso de la población en los siguientes años y, muy probablemente, siglos. Las revoluciones industriales han sido también revoluciones energéticas y éstas son una causa principal de aquéllas. La fuente de energía usada marca la época en la que ha estado: el carbón en el siglo XIX o el petróleo en el siglo XX y parte del XXI son ejemplos recientes de esto.”

Efectivamente, a lo largo de la evolución de la Humanidad, se ha observado que la capacidad de desarrollo de los pueblos ha estado directamente relacionada con su capacidad de disponer, de forma continuada, de recursos energéticos. La principal fuente de energía actual, el petróleo y sus derivados, no dispone de una vida ilimitada. Más bien al contrario, pues se prevé que en unos 40 o 50 años las reservas quedarán agotadas.

La demanda mundial de energía está creciendo a ritmos alarmantes. Según el estudio europeo “World Energy Technology and Climate Policy Outlook” realizado en 2003, se prevé un crecimiento medio del 1,8% anual durante el período 2000 – 2030 en demanda mundial de energía primaria. Este incremento se viene afrontando fundamentalmente con reservas de combustibles fósiles, lo cual contribuye a su progresiva disminución.

Otro problema de los combustibles derivados del petróleo es que sus reservas se encuentran muy localizadas geográficamente, es decir, que el petróleo se encuentra concentrado en un pequeño número de naciones agrupadas en la O.P.E.P. (Organización de Países Exportadores de Petróleo), organización que ya dio un toque de atención a la comunidad internacional con la crisis del petróleo durante la década de los 70. Además, el suministro de crudo viene influenciado por aspectos políticos, sociales y económicos en la mayoría de casos, con lo que el resultado de todo ello es una alta dependencia de terceros y una alta variabilidad en los precios de los suministros.

Siguiendo con los problemas derivados de la actual política energética es el de la contaminación. Algunos de los contaminantes generados en la combustión de los hidrocarburos son responsables de numerosas enfermedades pulmonares, mientras que otros, como el monóxido de carbono en altas concentraciones, aumentan la probabilidad de sufrir un infarto. Estos contaminantes no sólo afectan directamente al ser humano, sino que también lo están haciendo de forma indirecta gracias al temido efecto invernadero, del que ya se están empezando a notar sus efectos en el clima global (huracanes, sequías, tifones, inundaciones...).

Por último, nos encontramos con el problema de que a medida que se vayan agotando las reservas de petróleo, el precio del mismo irá aumentando cada vez en mayor medida, alzando de ese modo a un puesto de privilegio a las energías renovables.

2. Justificación del proyecto

En los últimos años, el consumo mundial de energía ha aumentado de manera espectacular.

Determinados factores relacionados con los combustibles fósiles, como la subida de los precios del crudo, la inestabilidad de los mercados, los problemas geopolíticos y el enorme consumo por parte de los mercados emergentes han generado una crisis energética global.

A este problema debemos añadir las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que en su mayor parte, derivan de la quema de combustibles fósiles para la producción de energía. En la actualidad, la opinión pública mundial ha centrado el debate en el problema del cambio climático.

Teniendo en consideración la situación descrita anteriormente, los países energéticamente dependientes del exterior, como lo son los de la Unión Europea, y muy concretamente España, se han visto obligados a modificar sus políticas energéticas. Así, las nuevas políticas energéticas se plantean sobre tres objetivos fundamentales:

- Conseguir una mayor independencia en el ámbito energético.
- Hacer un uso eficiente de la energía.
- Reducir al mínimo el impacto medioambiental.

La mejora de las técnicas de quema de carbón y el nuevo despegue de la energía nuclear, junto con el desarrollo de otras nuevas técnicas tratan de lograr la consecución de los objetivos anteriormente mencionados. En este camino, las energías renovables han de jugar un papel muy destacado, ya que ni emiten gases de efecto invernadero y ni se agotan.

Entre las distintas tecnologías renovables disponibles en España, destacamos dos principalmente: la energía eólica y la energía solar, pero hay que tener en cuenta otras como son la hidráulica, geotérmica, mareomotriz y de biomasa.

A continuación se explicaran brevemente todas estas formas de obtención de electricidad en la actualidad centrándonos en la energía solar termoeléctrica de concentración que es la que ocupa este proyecto.

3. Tipos de energía

Como se ha expuesto anteriormente, existen las diversas formas energéticas de obtener electricidad. Estas, las podemos clasificar en tres grupos que nos servirán para situar el sistema de receptor en torre y posteriormente poder calificarlo y explicarlo.

- Energías fósiles
- Energía nuclear
- Energías renovables

3.1. Energías fósiles

Las energías fósiles proceden de restos animales y vegetales almacenados en grandes cavidades donde están sometidos a la acción de la presión y de la temperatura de las rocas.

Existen tres tipos de combustibles fósiles: el petróleo, el gas natural y el carbón, cada uno con características propias que se detallarán más adelante. Este tipo de combustibles presentan una serie de problemas y de ventajas comunes. Entre las ventajas que ofrecen destacamos:

- Son combustibles de elevada calidad.
- Más baratos que el resto de las fuentes.
- Disponibilidad total (hasta agotamiento de las reservas).
- Capacidad de almacenaje.
- Fáciles de transportar.

También presentan una serie de inconvenientes:

- Las reservas existentes se van reduciendo a un ritmo cada vez mayor.
- Su combustión provoca emisiones a la atmósfera que son perjudiciales para la salud y para el medio ambiente.
- A medida que se agotan aumenta su precio. Este factor económico marca el desarrollo de los países y limita su autonomía, siendo en la actualidad un factor geoestratégico muy importante.

3.1.1. El petróleo.

El petróleo es un compuesto químico cuya composición es bastante homogénea, siendo fundamentalmente una mezcla de hidrocarburos. En su composición química encontramos carbono (84-87%), hidrógeno (11-16%), oxígeno y nitrógeno (0-7%) y azufre (0-4%). Además, su poder calorífico es elevado, en torno a 42 MJ/kg.



Figura 2. A la izda. Plataforma petrolífera marina, a la dcha. pozo petrolífero

El petróleo es un compuesto que debe refinarse antes de su uso. Tras su refinado, el mercado dispone de una serie de productos listos para su utilización como las gasolinas, el queroseno, etc.

El petróleo en la actualidad es fundamental para la economía ya que gran parte de la energía que se utiliza proviene de la combustión de sus derivados en distintos tipos de motores térmicos, ya sean motores diesel, gasolina o turbinas de diversa consideración. El problema que tiene es que en los tiempos que corren y debido a la crisis, este compuesto está incrementando su precio constantemente debido a las políticas de los países y al encarecimiento de este, ya que como se ha mencionado anteriormente las reservas se están agotando poco a poco y en unos 50 años habrán desaparecido.



Figura 3. Variación del precio del barril de petróleo desde 1985

3.1.2. El gas natural.

El gas natural está compuesto mayoritariamente por metano que oscila entre el 75% y el 95% del volumen de la mezcla al que se le suman algunos otros hidrocarburos y partículas. Su contenido en azufre es muy pequeño, siendo su combustión más limpia que la de los derivados del petróleo. Su poder calorífico es muy alto, del orden de 40 MJ/kg. El gas natural se transporta a través de gasoductos mediante el uso de potentes compresores. Si esto no es suficiente, el gas puede ser licuado y transportado en buques especiales.

En lo referente a su utilización distinguimos dos usos principales:

- Producción de energía.
- Producción de calor.

Su precio es dependiente del precio del petróleo, y en la actualidad se utiliza para producción de energía térmica directa y para producir electricidad en centrales de ciclo combinado cuya eficiencia es bastante elevada, pudiendo también ser utilizado como combustible en motores alternativos.

3.1.3. El carbón.

Es uno de los primeros combustibles explotados y durante muchos años fue la base del sistema energético de los países industrializados. Este combustible está compuesto por entre un 40% y un 90% de carbono. Sus métodos de extracción se pueden llevar a cabo bajo tierra o a cielo abierto. El carbón presenta como principales ventajas:

- Ser el combustible fósil más abundante en la actualidad
- Estar repartido por todo el planeta.
- Ser barato.

Sin embargo, también presenta ciertos inconvenientes:

- Su difícil extracción.
- Difícil combustión.
- Su poder calorífico (inferior a los otros combustibles fósiles) de entre 8 y 30 MJ/kg.



Figura 4. A la izda. Extracción de carbón, a la dcha. Central de carbón.

En lo referente a sus aplicaciones, el carbón se emplea de manera mayoritaria para la producción de electricidad en centrales, las cuales deben de ser de gran tamaño (del orden de cientos de megavatios) para poder rentabilizar las grandes infraestructuras necesarias y el coste de la caldera.

Los gases de la chimenea de la central deben de ser purificados antes de ser vertidos ya que poseen en suspensión partículas altamente contaminantes como los óxidos de nitrógenos o el dióxido de azufre.

Existen tres tecnologías principales para realizar la quema del carbón. En primer lugar encontramos de manera mayoritaria las centrales de combustión de carbón pulverizado, que utilizan carbón molido antes de su quema. En la actualidad está comenzando a emplearse la técnica del carbón gasificado, que a pesar de ser más costosa, resulta más limpia. Por último, existe una pequeña minoría de centrales de lecho fluidizado. En un depósito se quema carbón pulverizado, o gasificado, mezclado con caliza y en ocasiones arena, al que se le inyecta aire desde la parte inferior, quemando el carbón a baja temperatura, lo que reduce la aparición de NOx. El resto del NOx se elimina con urea en la salida de gases quemados, mientras que la caliza absorbe el SO2 procedente de la combustión.

3.2. La energía nuclear.

La generación de electricidad mediante el uso de combustible nuclear presenta como gran ventaja frente al uso de combustibles fósiles el hecho de que no contribuye a la contaminación atmosférica ni al efecto invernadero. Además posee como ventaja el hecho de proporcionar autonomía energética a los países que desarrollan esta tecnología.

En la actualidad las centrales de las que se dispone son de fisión nuclear. En ellas, por impacto de un neutrón, ciertos núcleos del combustible utilizado se fragmentan liberando energía térmica y otros neutrones que chocan a su vez con más núcleos, aumentando de esta manera el número de átomos implicados y la energía liberada. Es necesario, por tanto, utilizar moderadores o venenos atómicos que estabilicen la reacción en el interior del reactor. Con el calor producido por la reacción se calienta agua, con lo que se obtiene vapor que mueve unas turbinas que generan la

energía eléctrica. Las centrales de fisión emplean uranio 235 y 238. Existen dos tipos de centrales principales en función de cómo calientan el agua de servicio:

- BWR: en este tipo de centrales el agua se calienta directamente en el reactor por lo que se aprovecha mejor el calor de la reacción, aunque presenta la posibilidad de escapes de partículas radioactivas al agua, lo que implica la necesidad de establecer controles y utilizar filtros.
- PWR: el agua que mueve las turbinas se calienta en un intercambiador con agua evaporada en la reacción que se produce en el reactor. A pesar del peor aprovechamiento energético que se realiza, la seguridad frente a escapes es mayor.



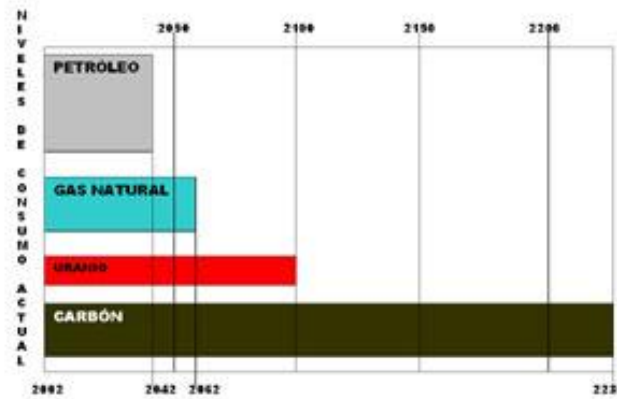
Figura 5. A la izda. Central nuclear de Santa María de Garona (Burgos) de tipo BWR, a la dcha. Central nuclear de Asco (Tarragona) de tipo PWR

El principal problema de la energía nuclear son los residuos radioactivos que se generan en la fisión del combustible. Su radioactividad es elevada siendo estos residuos peligrosos para la salud y de una duración de miles de años. Este es el principal problema de las centrales nucleares, a pesar de no producir contaminación presentan polémica por la radioactividad que generan. En la actualidad se está empezando a reutilizar el combustible, lo que se calcula que podrá reducir la generación de residuos en un 96%.

3.3. Consumo y reservas.

El consumo energético a nivel mundial está relacionado con el aumento de la población. Este aumento, imparable en los países en vías de desarrollo, necesita venir acompañado de un crecimiento de la producción eléctrica que garantice unas condiciones de vida mínimas. El problema es que los combustibles que se utilizan en la actualidad disminuyen sus reservas cada año, además de dañar de manera irreparable el medio ambiente. Se atribuye al carbón unas reservas de 220 años, al petróleo unas reservas de 30 años y al gas natural unas reservas de 50 años. Además, el uranio no ofrece reservas a largo plazo. En ciclo abierto, como se utiliza actualmente, las reservas conocidas permiten asegurar el suministro para unos 90 años al ritmo actual de consumo.

**LOS RITMOS DEL AGOTAMIENTO DE LA ENERGÍA
 DURACIÓN ESTIMADA DE LAS RESERVAS SEGÚN SU
 CONSUMO ACTUAL**



Fuente: British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy June 2010

Figura 6. Estimación de la duración de las reservas de los principales combustibles fósiles y uranio.

De aquí surge la necesidad de conseguir otros sistemas de producción eléctrica, respetuosos con el medio ambiente, duraderos en el tiempo, económicamente viables a largo plazo y que permitan a los distintos países una autonomía energética total; son las energías renovables.

3.4. Energías renovables

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables. Todas tienen su origen en el sol. El sol genera calor que provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan lugar a los vientos, ordena el ciclo del agua, permite a las plantas vivir, crecer y realizar la fotosíntesis, etc. Las principales ventajas de las energías renovables son:

- No producen emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- No generan residuos de difícil tratamiento.
- Son inagotables.
- Son autóctonas.
- Evitan la dependencia del exterior.
- Han permitido que España desarrolle tecnologías propias.

Es importante mencionar y explicar algunas de las principales características del sol, pero es algo que se realizara más adelante, antes de centrarnos en los sistemas solares termoelectricos de receptor central en torre. Primeramente nombraremos y explicaremos los distintos tipos de energías renovables.

3.4.1. Energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. Se obtiene a través de unas turbinas eólicas que son las encargadas de convertir la energía del viento en electricidad por medio de unas aspas o hélices que hacen girar un eje central, conectado a través de una serie de engranajes, a un generador eléctrico.

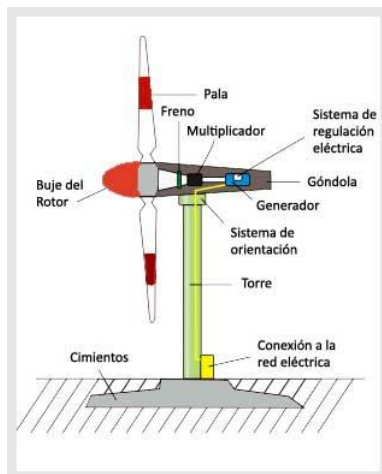


Figura7. A la izda. Principales partes de un molino, a la dcha. Turbinas eólicas.

La energía eólica es competitiva en la actualidad frente a otras fuentes de energía, habiendo experimentado un crecimiento muy grande durante los últimos años en Europa, y más concretamente en España.

Comunidad Autónoma	Potencia instalada en 2011 (MW)	Potencia acumulada a derre de 2011 (MW)	Tasa de variación
Castilla y León	462,19	5.233,01	9,70%
Castilla La Mancha	26,50	3.736,79	0,70%
Galicia	0	3.272,17	0%
Andalucía	92	3.066,93	3,10%
Aragón	50	1.811,31	2,80%
Com. Valenciana	183	1.169,99	18,50%
Cataluña	153,71	1.003,35	18,10%
Navarra	8,50	976,92	0,90%
La Rioja	0	446,62	0%
Asturias	72,50	428,45	20,40%
Murcia	0	189,96	0%
País Vasco	0	153,25	0%
Canarias	1,70	145,78	1,20%
Cantabria	0	35,30	0%
Baleares	0	3,68	0%
TOTAL	1.050	21.673	5,10%

Figura 8. Potencia instalada en España por CCAA en 2011

De hecho, en febrero de este año 2012, la energía eólica batió su record de producción en España con 4890 millones de GWh producidos, por lo que se sitúa como la tercera energía del sistema por detrás del carbón y la nuclear, según la Asociación Empresarial Eólica (AEE).

Se calcula que entre el 1 y el 2% de la energía proveniente del Sol se convierte en viento. Si se excluyen las áreas de gran valor ambiental, esto supone un potencial de energía eólica de 53 TWh/año en el mundo, es decir, cinco veces más que el actual consumo eléctrico en todo el planeta. Por tanto, en teoría, la energía eólica permitiría atender sobradamente las necesidades energéticas del mundo.

En la práctica, la tecnología actual permite aprovechar, casi exclusivamente, los vientos horizontales. Es decir, aquellos que soplan paralelos y próximos al suelo y siempre que su velocidad esté comprendida entre determinados límites (a partir de unos 3 m/s y por debajo de los 25 m/s).

3.4.1.1. Parques eólicos

La explotación de la energía eólica se lleva a cabo, fundamentalmente, para la generación de electricidad que se vende a la red y ello se hace instalando un conjunto de molinos aerogeneradores que forman un parque eólico. Cada parque cuenta con una central de control de funcionamiento que regula la puesta en marcha de los aerogeneradores, controla la energía generada en cada momento, etc.



Figura 9. Parque eólico.

Antes de poner en marcha un parque eólico, los promotores se aseguran de que el lugar disfruta de las condiciones adecuadas. Para ello, estudian previamente múltiples aspectos, aunque el más importante es, lógicamente, la velocidad del viento, ya que va a determinar la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad. Esta cifra dependerá de la densidad del aire (masa por unidad de volumen), de manera que cuanto "más pesado" sea el aire más energía recibirá la turbina. A modo de referencia: con una velocidad de viento media de 6,75 m/s a la altura del buje, obtendrá alrededor de 1,5 millones de kWh de energía anuales.

También es de vital importancia conocer las turbulencias del aire (que se producen, sobre todo, en áreas muy accidentadas), ya que disminuyen la posibilidad de utilizar eficazmente la energía del viento y provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica.

3.4.1.2 Parques eólicos marinos

La mayoría de los países que han alcanzado un alto desarrollo eólico tienen ahora las miras puestas en el mar (parques *offshore*). Es el caso de Alemania, que proyecta 1.200 MW eólicos *offshore* para 2013, o Estados Unidos, que planea instalar unas turbinas de 5 MW que deberían estar listas para este año y otras de 7 MW que se estima que estén para 2015, proyecto con el que colabora Gamesa.



Figura 10. Parque eólico marino

Aunque los costes de instalación sean mayores, también lo es el rendimiento de los parques marinos (en el mar los vientos son más fuertes y constantes). Estas y otras razones han llevado a las autoridades europeas a mostrar su total apoyo al desarrollo de la eólica marina para alcanzar el objetivo de que un 20% de la energía consumida en la UE en 2020 sea de origen renovable, por lo que esta tecnología debería tener un futuro prometedor, aunque con la actual crisis mundial se han paralizado las primas y habrá que esperar a ver si retoman el vuelo y se cumplen los plazos.

Además de los parques marinos, existen otras ideas que tienen como finalidad aprovechar la energía eólica existente en alta mar. Éste es el caso del proyecto WindHunter, híbrido entre plataforma marina y buque, cuyo objetivo principal es reducir el coste de la producción de hidrógeno mediante electrólisis.

Las plataformas se instalarían en alta mar, a unos 100 km. de la costa, para que no se vean desde tierra. Se posicionarían en zonas con corrientes de viento adecuadas para obtener el mejor rendimiento de los aerogeneradores. Como las plataformas WindHunter puede navegar y desplazarse se trataría de ir variando la localización para optimizar la producción de electricidad. Con una capacidad máxima de 45 MW (suficiente para proporcionar electricidad a unos 13000 hogares aproximadamente), el WindHunter sería capaz de producir hidrógeno, comprimirlo en bombonas ó licuarlo y enviarlo a tierra (ya sea por mar ó aire) con emisiones de CO₂ mínimas.

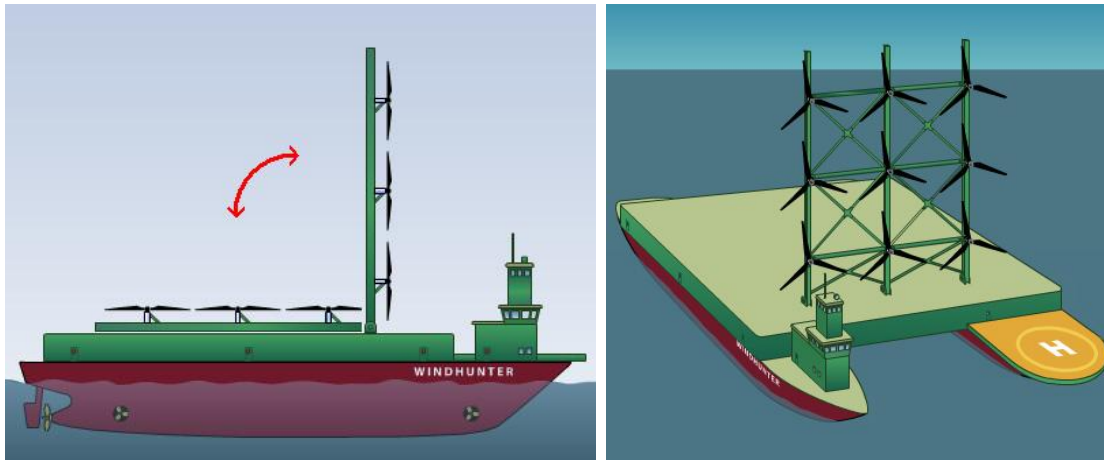


Figura 11. Imágenes del WindHunter

Se ofrece a continuación dos tablas (año 2010) en donde podemos observar como España se encuentra en el top 10 mundial y europeo en función de la potencia eólica instalada y la energía eléctrica producida.

Country	Windpower capacity (MW)
China	44,733
United States	40,180
Germany	27,215
Spain	20,676
India	13,066
Italy	5,797
France	5,660
United Kingdom	5,204
Canada	4,008
Denmark	3,734

Country	Windpower electricity production (GWh)
Spain	42,976
Germany	35,500
United Kingdom	11,440
France	9,600
Portugal	8,852
Denmark	7,808
Netherlands	3,972
Sweden	3,500
Ireland	3,473
Greece	2,200
Austria	2,100

Figura 12. A la izda. Top 10 de potencia instalada mundial en 2010, a la dcha. Top 11 de la producción de energía eléctrica en Europa en 2010.

3.4.2 Energía hidráulica

Uno de los recursos más importantes en la estructura de las energías renovables es la procedente de las instalaciones hidroeléctricas, una fuente energética limpia para la que solo es necesario construir la infraestructura que permita aprovechar el potencial disponible con un coste nulo de combustible. En España se utiliza un 15% de esta energía para producir electricidad mediante el aprovechamiento de las corrientes de los ríos que ponen en funcionamiento unas turbinas que se encargan de accionar un generador eléctrico.

Para la producción de electricidad se crean o aprovechan grandes presas donde se acumula el agua, siendo su capacidad de producción muy variable, al depender de las lluvias recogidas en cada año. El agua de la presa se conduce por una tubería de manera que se hace funcionar una turbina, la cual conecta su eje a un generador eléctrico. Como el caudal con el que funcionan suele ser muy variable, las turbinas empleadas suelen ser de geometría variable para optimizar el proceso. A parte del caudal, la otra variable que definirá la eficacia del proceso será la altura de la presa, ya que todo el proceso se basa en la presión del fluido.



Figura 13. Ejemplo de distintas centrales hidroeléctricas (presas).

Es una tecnología muy madura cuyo rendimiento está casi completo en Europa, salvo en tamaños pequeños. Posee un impacto ambiental notable, ya que se pierden tierras fértiles, produce cambios en la hidrología, etc. Sin embargo permite controlar el cauce de los ríos evitando desbordamientos.

3.4.3 Energía marina

Se refiere a la energía producida por las olas del mar, las mareas, la salinidad, las diferencias de temperatura del océano y las corrientes, cuyo proceso de captación se basa en convertidores de energía cinética similares a los aerogeneradores, pero empleando en este caso instalaciones submarinas para aprovechar las corrientes de agua. Se puede decir que el océano es el mayor almacén de energía del mundo.

En estos momentos, las posibilidades de aprovechamiento se centran, sobre todo, en la energía de las olas, la de las mareas (mareomotrices), la de las corrientes y la energía mareotérmica, que es aquella que aprovecha la diferencia que hay entre la temperatura del agua de la superficie (la que recibe el calor del sol) y la temperatura de las aguas más profundas.

Primeramente daremos alguna definición que será necesaria para comprender los diferentes sistemas de obtención de energía.

- Mareas: El ascenso y descenso de las aguas del mar es producido por las acciones gravitatorias del Sol y la Luna. Sólo en aquellas zonas de la costa en las que la marea varía más de cinco metros es rentable instalar una central mareomotriz (40 localizaciones en todo el mundo).
- Gradiente térmico: La diferencia de temperatura entre las aguas superficiales y las del fondo es resultado del grado de penetración del calor solar en el agua del mar. Así, en la superficie, la temperatura puede superar holgadamente los 20°C mientras que, en el fondo, ésta oscila entre 0 y 7 grados.
- Olas: Son producidas por el viento y su altura es muy variable. Las más altas observadas en el Atlántico no rebasan los 20 metros. En el Mediterráneo apenas exceden los 8. La energía de las olas puede oscilar entre 120 y 190 TWh/año lejos de la costa y entre 34 y 46 cerca.
- Corrientes: Deben su origen principalmente a los vientos, aunque también están influidas por las diferencias de densidad y contenido de sal del agua del mar, así como por la temperatura, la evaporación y la rotación del planeta.

3.4.3.1 Sistemas de obtención de la energía de las olas y corrientes

Los dispositivos para aprovechar la energía almacenada en las olas deben captar la energía cinética y/o potencial de las mismas y convertirla en energía eléctrica. Sin embargo, el desarrollo de estos aparatos se ve condicionado por una serie de dificultades, entre las que se pueden señalar:

- La irregularidad en la amplitud, fase y dirección de las olas.
- La carga estructural en el caso de condiciones climáticas extremas, tales como huracanes, pueden superar a la carga media en más de 100 veces.

Se pueden clasificar los dispositivos de extracción de energía según varios criterios:

- Por la posición relativa de los dispositivos respecto de la costa
- Por su capacidad de extraer energía
- Por su geometría y posición relativa respecto del oleaje
- Por su movimiento relativo respecto de las olas:

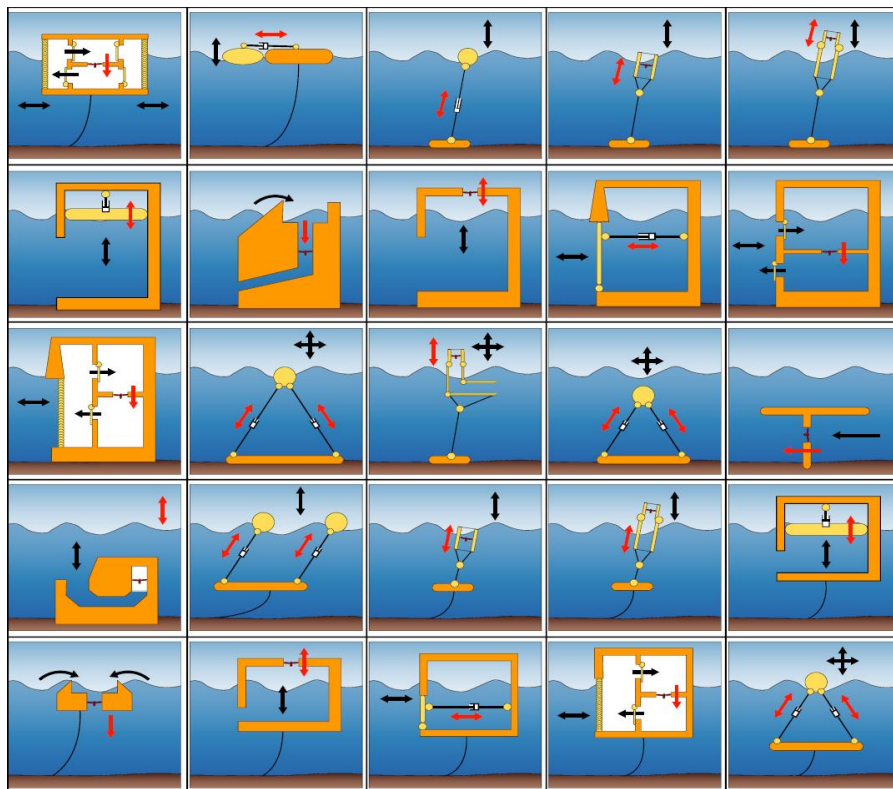


Figura 14. Diferentes dispositivos para obtener energía del oleaje

Aunque los dispositivos de aprovechamiento de la energía del oleaje pueden instalarse en el océano en varias posibles situaciones y localizaciones, la mayoría de ellos se han ubicado cerca de la costa.

Los dispositivos de estructura fija se anclan al fondo del mar o en la costa, de manera que la estructura principal no se mueve con el mar. Sin embargo, estos aparatos disponen de elementos que pueden moverse respecto de la estructura fija, cuando las olas actúan sobre los mismos y convierten la energía del oleaje en energía mecánica, que posteriormente se convierte en energía eléctrica mediante la utilización de una turbina y un generador eléctrico.

3.4.3.1.1 Sistemas de columna de agua oscilante.

Consisten en una estructura hueca, parcialmente sumergida, que está abierta al mar por su parte inferior. Esta estructura encierra una columna de aire sobre una columna de agua. Cuando las olas se introducen por la parte inferior hacen que la columna de agua suba y baje, con lo cual la columna de aire se comprime y descomprime alternativamente. Es decir, se aprovecha el principio de la cavidad resonante. Si este aire atrapado se le permite fluir hacia y desde la atmósfera a través de los alabes de una turbina, puede extraerse energía mecánica del sistema y usarse para generar electricidad mediante un generador eléctrico mecánicamente acoplado a la turbina.

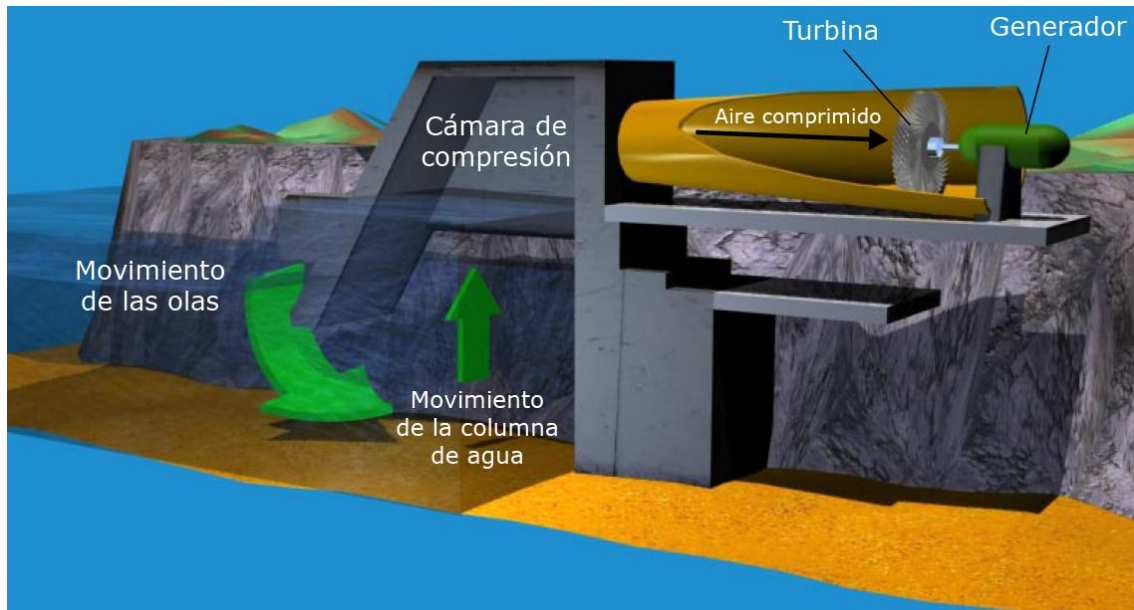


Figura 15. Esquema de una instalación basada en columna de agua oscilante (OWC)

3.4.3.1.2 Sistema de Péndulo

El péndulo es un dispositivo apto para ser instalado en un rompeolas. Consiste en una cámara fabricada de hormigón de forma que el frente hacia el mar está provisto de una placa rígida de acero, articulada en su parte superior, que puede oscilar ligeramente.

En el interior de la cámara, de una profundidad del orden de un cuarto de longitud de ola, se produce una ondulación estacionaria que mueve la placa, cuyas oscilaciones se transmiten y absorben por un dispositivo oleohidráulico ó bien por una turbina al hacer circular a través de ella el aire que se encuentra dentro de la cámara.

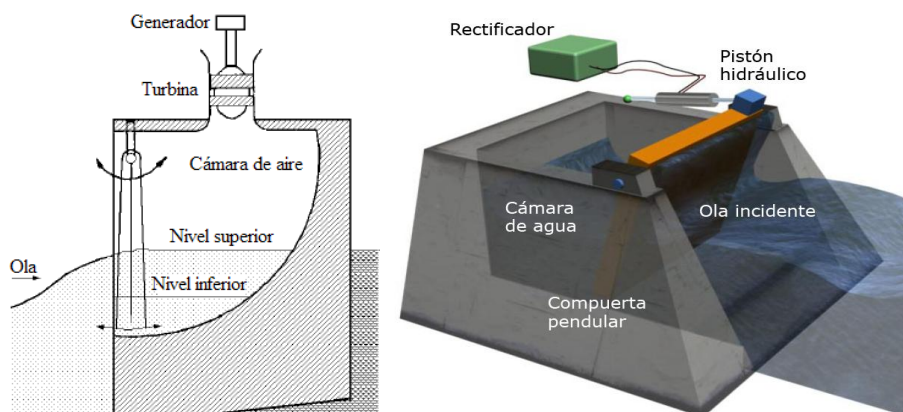


Figura 16. A la izda. Sistema de péndulo con turbina, a la dcha. Sistema de péndulo con pistón hidráulico

3.4.3.1.3 Rectificador de Russell

El rectificador de Russell consiste en un totalizador de la energía de la ola. Los totalizadores se caracterizan por estar situados perpendiculares a la dirección de la ola incidente y paralelo al frente de la ola con el fin de captar la máxima energía posible de una sola vez.

El dispositivo consiste de un tanque con un nivel superior y otro inferior. El nivel superior esta conectado con el océano por una válvula de un único sentido que solo deja entrar el agua, no salir. Esto sólo ocurre cuando el nivel de la ola es superior al que hay en el nivel superior.

El nivel inferior funciona de la manera contraria al superior, solo deja salir el agua, no deja que entre. Esto solo ocurre si el nivel de la ola pasa por debajo del nivel inferior. Una turbina conecta los dos tanques, y funciona gracias a la diferencia en el nivel del agua de ambos tanques. La diferencia de altura entre ambos tanques es directamente proporcional a la altura media de las olas en el océano. Si el nivel del mar está experimentando unas olas de 2 metros de altura, la turbina tendrá una presión máxima igual a 2 metros para realizar el trabajo.

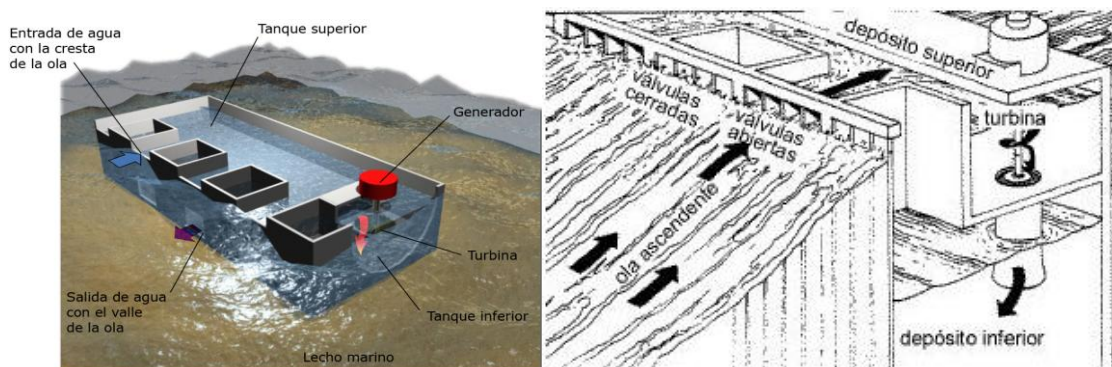


Figura 17. Imágenes del Rectificador de Robert Russell

3.4.3.1.4 Rectificador Belfast

Es un dispositivo de columna de agua oscilante proyectado para ser ubicado en la costa aprovechando las formas naturales del litoral. En el diseño se intenta concentrar el oleaje hacia la cámara. Estructuralmente se basa en la simplicidad de los componentes, minimizando los costes de la obra civil, incorporando los acantilados como parte de la cámara de aire. El aire de la cámara se conduce a través de un tubo de 1 m de diámetro hacia una turbina.

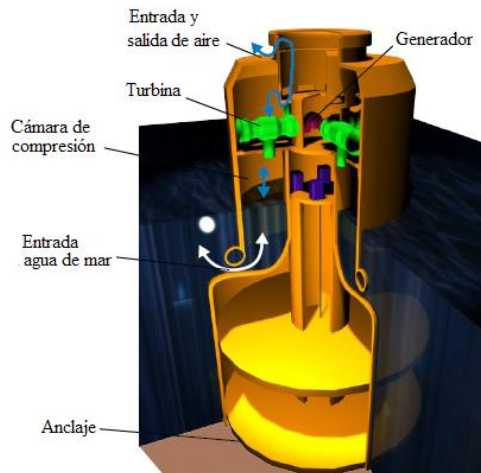


Figura 18. Rectificador Belfast

3.4.3.1.5 Sistema Mighty Whale (ballena poderosa)

Constituye el aparato flotante, basado en el fenómeno de las columnas oscilantes de agua más grande del mundo, y fue instalado en 1988 por el Centro de Ciencia y Tecnología Marina de Japón.

Este prototipo, que se amarra en el fondo del mar, opuesto a la dirección predominante de las olas, tiene un desplazamiento de 4.400 toneladas y mide 50 metros de eslora por 30 metros de manga.

La *Mighty Whale* dispone de tres cámaras de aire que convierten la energía de las olas en energía neumática. La acción de las olas origina que el nivel de agua interna en cada cámara suba y baje, forzando un flujo bidireccional de aire sobre cada una de las tres turbinas, cada una de las cuales mueve un generador, de diferente potencia nominal (50kW, 10kW y 30kW), produciendo electricidad. La electricidad obtenida es suministrada a áreas costeras cercanas. El almacenamiento en baterías asegura que se pueda disponer de electricidad incluso durante periodos de reducida actividad de las olas.

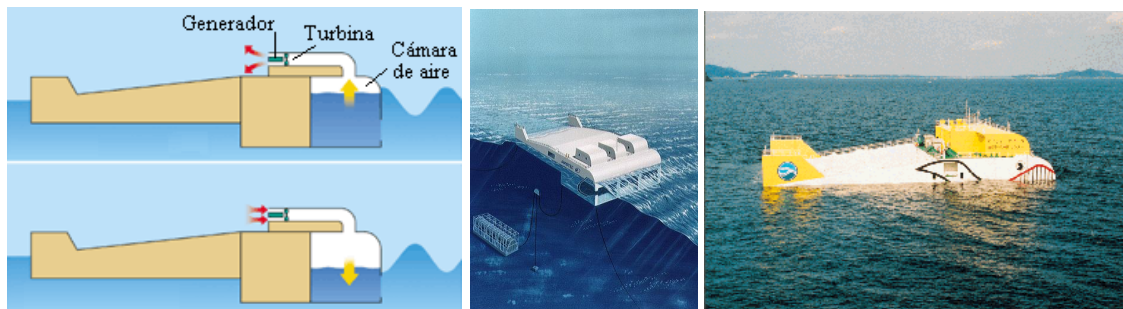


Figura 19. A la izda. Principio de funcionamiento de la Mighty Whale, en el centro, imagen con vista del fondo, a la dcha. Imagen real de la Mighty Whale.

3.4.3.1.6 Convertidor NEL

El convertidor propuesto por *NEL* consiste en una barrera totalizadora. Dicha barrera está compuesta por una serie de columnas oscilantes de agua situadas una a continuación de la otra.



Figura 20. A la izda. Principio de funcionamiento del convertidor NEL, a la dcha. imagen esquemática de un prototipo escocés de 1987 de 75kW y 17x3 metros

3.4.3.1.7 Paleta oscilante Salter

Consiste en un flotador alargado cuya sección más estrecha se enfrenta a la ola con el fin de absorber su movimiento lo mejor posible, mientras que su parte posterior es cilíndrica, para evitar pérdidas de energía por rozamiento. Los flotadores giran bajo la acción de las olas, lentamente, alrededor de un eje cuyo movimiento de rotación acciona una bomba de aceite (ó agua) que se encarga de mover una turbina.

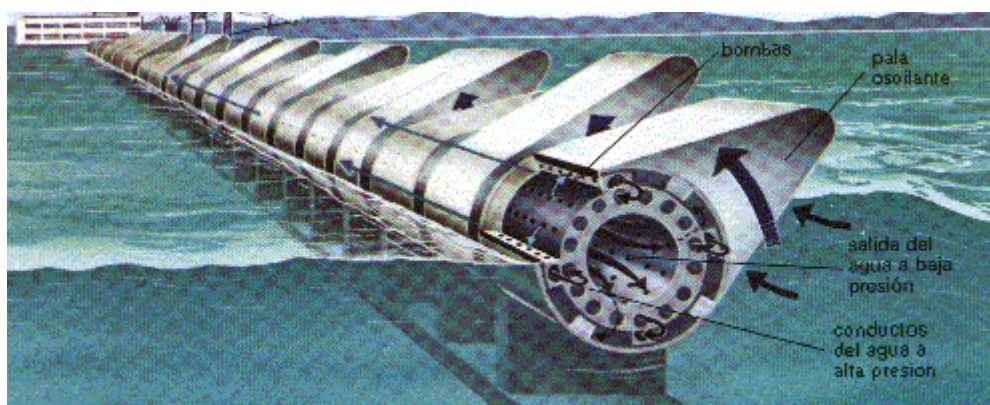


Figura 21. Sistema de paleta oscilante Salter con sus principales partes

3.4.3.1.8 Pelamis

El Pelamis es un generador ondeomotriz, desarrollado por la empresa Ocean Power Delivery que desde el 2007 cambio su nombre por el de Pelamis Wave Power, teniendo esta su sede en Edimburgo.

Desde 2004 se encuentra instalado un prototipo que funciona correctamente y cede energía a la red eléctrica de reino unido pero fue hasta 2008 tras 6 años de desarrollo del Pelamis instalado en Escocia cuando se ha instalado el primer parque de Pelamis formado por 3 de estos aparatos, ubicado este frente a las costas de Povo de Varzim (Portugal), son capaces de suministrar energía a unas 6000 personas.

El Pelamis, conocido también como “serpiente marina”, esta formado por secciones cilíndricas que flotan parcialmente sobre el mar, estas secciones están unidas entre si por bisagras hidráulicas, que gracias al movimiento de las olas se accionan y comprimen/descomprimen los pistones dando estos lugar grandes presiones. Este aceite a alta presión se libera en unos acumuladores que van liberando gradualmente la presión para accionar unos generadores eléctricos que producen la electricidad. Esto se produce independientemente en cada una de las secciones cilíndricas de un Pelamis. La energía eléctrica producida, es trasportada por un cable submarino hasta la costa.



Figura 22. A la izda, interior del dispositivo Pelamis, a la dcha. Pelamis P2 instalado en verano de 2010.

3.4.3.1.9 Archimedes Wave Swing (AWS)

Sistema totalmente sumergido que extrae energía de las olas aprovechando el movimiento ascendente y descendente de las mismas. En este sistema, la energía de las olas se transfiere a un movimiento relativo lineal, de arriba a abajo, entre dos cilindros. El cilindro inferior se fija al fondo del mar mientras el cilindro superior, también llamado flotador, se mueve arriba y abajo accionado por las olas. Simultáneamente, imanes unidos al cilindro superior, se mueven a lo largo de una bobina para generar electricidad. Existe un prototipo de 2MW instalado en las costas de Portugal.

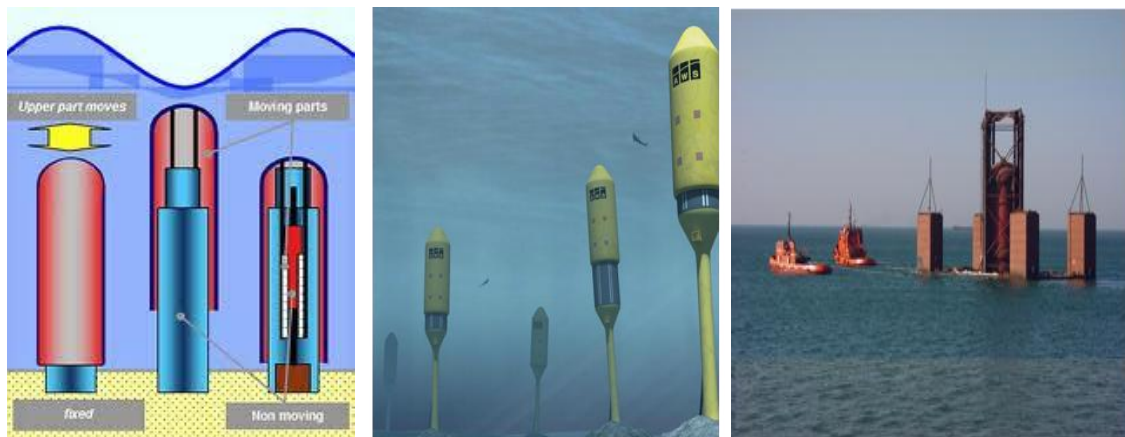


Figura 23. A la izda. Esquema de funcionamiento del AWS, en el centro prototipo y en la dcha. Imagen real de localización en la que existe un AWS de 250kW.

3.4.3.1.10 Conversor de Energía Oyster

Estructura formada por una bisagra flotante, unida a unos pistones hidráulicos, que a su vez están la base de la estructura desarrollado en 2005 por el Centro Europeo de Energía Marina (EMEC), situado en Orkney (Escocia).

La base del Conversor de Energía Oyster se fija al lecho marino, a profundidades de entre 10 y 12 metros y a aproximadamente medio kilómetro de la costa. La bisagra queda suelta, a merced del oleaje y así se mantiene en posición vertical hasta que una ola impacta contra ella. La fuerza de la ola mueve la bisagra, y esta acciona los dos pistones acoplados a ella. Dichos pistones envían agua de mar a elevada presión a través de unas cañerías hasta una planta en tierra, donde se transforma en energía eléctrica. Este proceso se realiza mediante una turbina de rueda Pelton unida a un generador eléctrico de velocidad variable acoplado a un volante. El flujo de energía se regula con una combinación de acumuladores hidráulicos, una válvula de aguja ajustable, un volante de inercia en el tren de potencia mecánica y la rectificación e inversión de la producción eléctrica.

Tras recorrer el circuito, el agua regresa al mar a baja presión por otra tubería, completando así el ciclo.

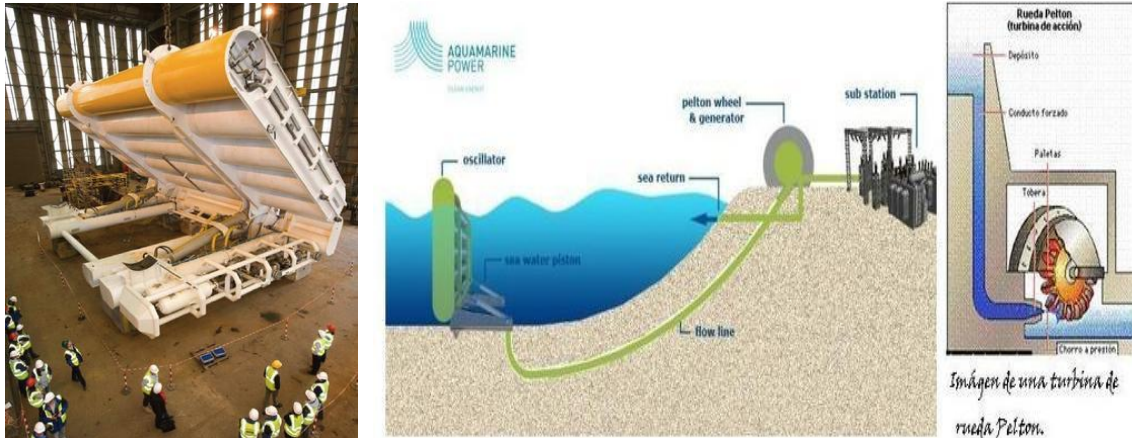


Figura 24. A la izda. Oyster Energy Converter de 2005, a la dcha. Esquema simple de su funcionamiento.

La producción de energía en cada ciclo varía dependiendo de varios factores, como el ángulo de impacto, la duración de la ola o la inclinación que alcanza la bisagra.

3.4.3.1.11 Balsa de Cockerrell

Consiste de tres flotadores entre los cuales se instalan dos bombas de pistón que son las que extraen la energía de las olas. El sistema consta de un conjunto de balsas articuladas que reciben el golpe de las crestas de olas de manera perpendicular. Estas balsas suben y bajan impulsando un líquido a un motor, que será el que mueva el generador mediante un sistema hidráulico instalado en cada articulación.

En 1974 Cockerrell instaló un prototipo cerca de la isla de Wight, al sur de Inglaterra: una balsa de 50 por 100 metros que entregaba una potencia de 2 megavatios y atendía un frente de ola de cien metros.



Figura 25. A la izda. Esquema de la balsa de Cockerrell, a la dcha. Imagen real de la balsa

3.4.3.1.12 Dragon de Olas (Wave Dragon)

El Wave Dragon es un generador de electricidad a gran escala a partir de energía de las olas. Inventado por Erik Friis-Madsen, se desarrolló con el apoyo financiero de la Unión Europea, la Agencia de Desarrollo de Gales y la Autoridad Danesa de Energía.

En marzo de 2003 en las costas de Nisum Bredning un prototipo de 237 toneladas se instaló produciendo 0,4 Kw/m, a unos 18 Km. de la costa y fue probado durante unas 20000 horas de trabajo.

El Wave Dragon produce la energía directamente de la fuerza del agua, las únicas partes en movimiento en toda la estructura son las turbinas. Todas las demás partes de la estructura, permanecerán flotando en la superficie ancladas al fondo marino por diversos lastres para que no se muevan. El Wave Dragon tiene sus brazos extendidos hacia el colector a las olas, estos tienen 300 metros de frente de ola y encaminan las olas directamente hacia el colector concentrándose en estas cada vez mas la energía. A 140 metros comienza en la parte frontal de la estructura una rampa, que actúa como una playa haciendo romper las olas en la parte superior y cayendo el agua en el depósito que se encuentra justo detrás de la misma. Al caer el agua en este depósito a mayor altura, aumenta la energía potencia del agua que se convierte en electricidad con sólo fluir a través de unas turbinas situadas en la parte inferior del reservorio. Las turbinas que se utilizan son las mismas que se utilizan en la industria de la energía hidroeléctrica.



Figura 26. Prototipo de Wave Dragon de Nisum Bredning

3.4.3.2 La energía térmica de los océanos (energía mareotérmica)

La diferencia de temperatura entre las capas superficiales y las profundas de los océanos (gradiente térmico) se puede aprovechar para desencadenar un ciclo termodinámico y obtener energía eléctrica.

Para poder efectuar el ciclo con un rendimiento mínimo es necesario que el gradiente térmico sea como mínimo de 20°C.

Existen dos sistemas alternativos para el aprovechamiento de esta fuente de energía. El primero utiliza un circuito abierto para evaporar agua a baja presión y mover una turbina. El otro utiliza un circuito cerrado y un fluido de baja temperatura de ebullición (amoníaco, propano, etc.) que se evapora con la energía térmica del agua caliente de la superficie; este vapor mueve un turbogenerador y posteriormente se condensa con el agua fría de las profundidades.

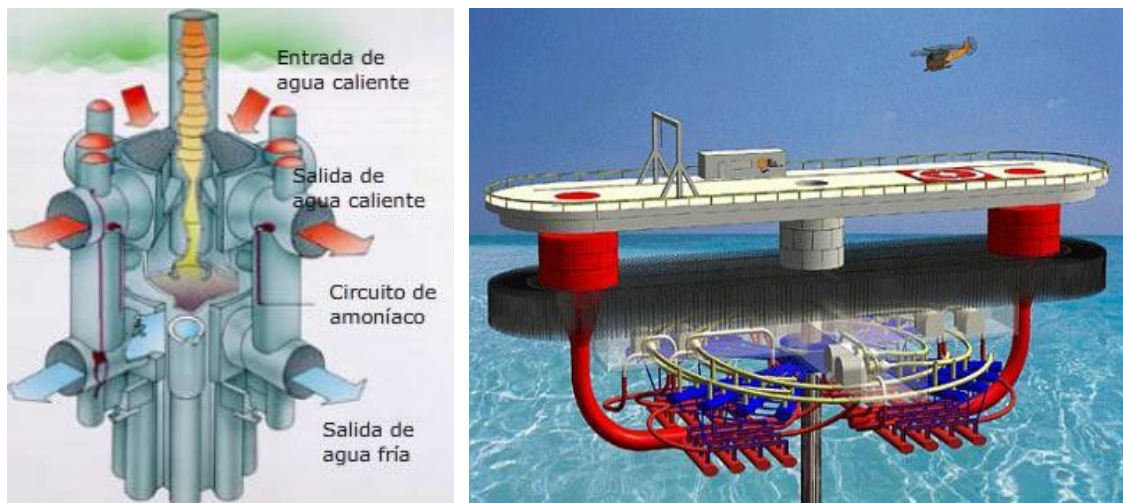


Figura 27. A la izda ejemplo de sistema de circuito cerrado con amoníaco, a la dcha. Prototipo de plataforma flotante OTEC

El proyecto *OTEC* (Conversión de Energía Térmica del Océano), desarrollado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DoE) utiliza el sistema de circuito cerrado

3.4.4 Energía geotérmica

Es aquella energía que puede ser obtenida por el hombre mediante el aprovechamiento del calor interno de la Tierra, es decir, este tipo de energía renovable tiene su origen en la enorme diferencia de temperaturas que existen en el interior de la Tierra y que van desde los 15°C de la superficie a los 4.000°C que rigen en el núcleo.

La energía geotérmica tiene, posiblemente, su origen en la descomposición de los isótopos radiactivos presentes en las zonas internas de la Tierra, que al desintegrarse liberan gran cantidad de energía. Esta liberación energética es la que provoca la fusión de las rocas, calentamiento de aguas, etc.

Como siempre, el aprovechamiento de esta energía consiste en la obtención de un vapor a la suficiente presión como para conseguir producir corriente eléctrica por medio de un alternador. Con esta base, común a toda explotación energética, los problemas específicos que se plantean son de problema técnico.

Cuando se perfora la corteza terrestre, aumenta la temperatura a medida que se profundiza; así, haciendo perforaciones profundas en el suelo, barrenando las rocas del fondo é inyectando agua por el orificio practicado, ésta se transformaría en vapor, que se recuperaría por otro conducto y luego se usaría para producir electricidad.

La energía geotérmica permite aprovechar el calor que se acumula en el subsuelo para generar energía eléctrica necesaria. A partir de los quince metros de profundidad, la temperatura del subsuelo se mantiene constante a lo largo de todo el año a unos 12 grados de temperatura.

La temperatura aumenta con la profundidad y por cada 20-30 metros sube 1 °C. Esta es la energía que la geotermia aprovecha para la producción de electricidad, captándola a través de diferentes sistemas de intercambio de calor (o colectores).

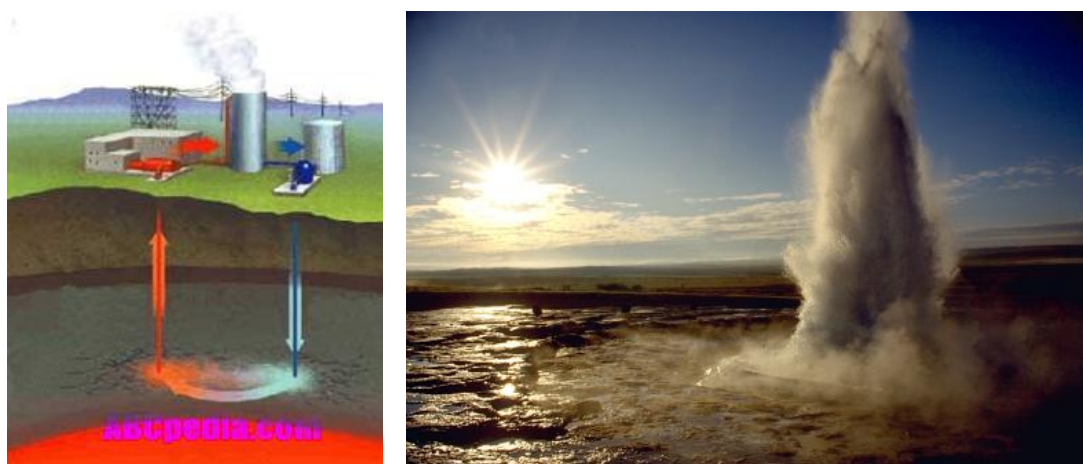


Figura 28. A la izda. Esquema básico de funcionamiento de planta geotérmica, a la dcha. Geyser en erupción.

Pero la corteza de la Tierra no es un envoltorio homogéneo. Está fragmentada en varios bloques o placas tectónicas, cada una de las cuales se mueve a una velocidad de varios centímetros por año. Ese movimiento produce roces, choques y deformaciones en los bordes de las placas, impactos que ocasionan grietas, pliegues (montañas), terremotos y erupciones volcánicas dando lugar a flujos de calor anormalmente elevados. Así, si la pauta es que la temperatura de la Tierra aumente entre 3 y 4°C cada cien metros de profundidad, en esas zonas de choque se pueden registrar aumentos de más de 30°C en apenas cien metros.

Estas áreas térmicas son las que presentan el mayor interés desde el punto de vista de su aprovechamiento energético. No obstante, incluso los yacimientos de muy baja temperatura (15°C) pueden ser aprovechados, de manera que prácticamente todas las aguas subterráneas del mundo son potenciales yacimientos de energía. De hecho, el potencial geotérmico almacenado en los diez kilómetros exteriores de la corteza terrestre supera en 2000 veces a las reservas mundiales de carbón.

Entre sus usos más destacados se encuentran tanto suministrar calefacción y agua caliente sanitaria como refrigeración a los hogares.

3.4.4.1 Plantas de aprovechamiento de vapor seco

Cuando los fluidos hidrotermales se presentan total o fundamentalmente en forma de vapor lo usual es conducirlos a una turbina de vapor convencional.

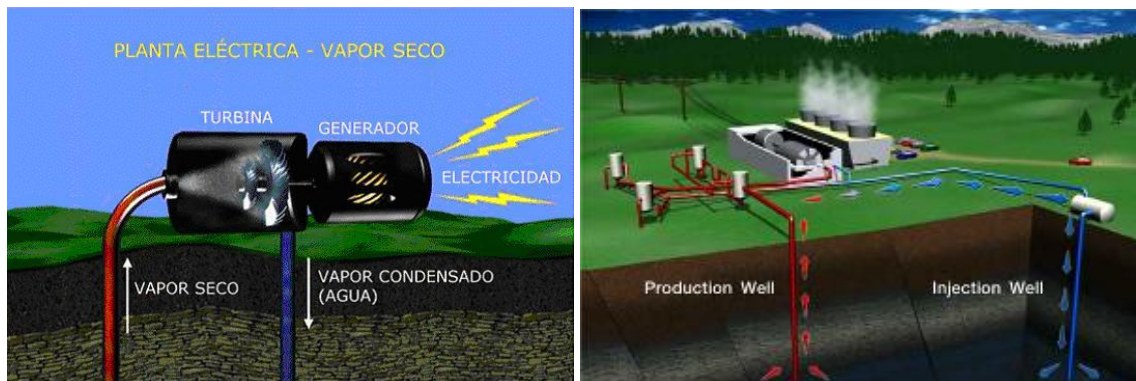


Figura 29. A la izda. Planta eléctrica de vapor seco, a la dcha. Planta de energía geotérmica cualquiera.

3.4.4.2 Plantas de agua a alta temperatura

Cuando el fluido hidrotermal es fundamentalmente agua a alta temperatura, la tecnología más empleada es la denominada “flash”. El fluido, que se encuentra en fase líquida en el almacén, es extraído e inmediatamente inyectado en un tanque en el que un volumen determinado de él se convertirá súbitamente, “flash”, en vapor. El vapor es empleado para activar una turbina que pone en marcha un generador.

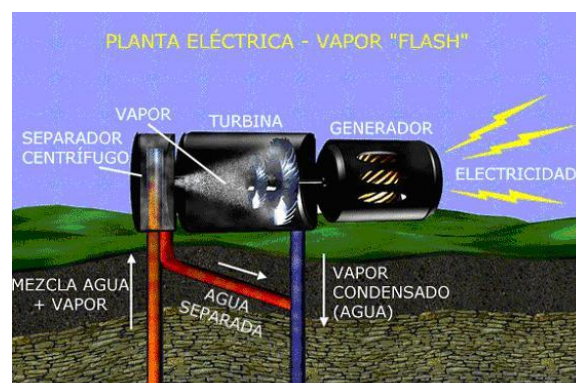


Figura 30. Planta eléctrica de vapor “Flash”

3.4.4.3 Centrales de ciclo binario

Hacen posible la generación eléctrica en yacimientos cuyo recurso se halla a menor temperatura. En estos sistemas, el fluido geotérmico transfiere su calor, mediante un intercambiador, a un fluido secundario. Este segundo fluido se convierte en vapor, activa la turbina y genera electricidad. El motivo de emplear este segundo fluido es que su temperatura de evaporación es más baja. Así pues, se necesita menos calor para vaporizar el fluido. El vapor, después de mover las turbinas, se condensa y vuelve a ser reutilizado, por lo que hablamos de un ciclo cerrado.



Figura 31. Planta eléctrica de ciclo binario

3.4.5 Energía de biomasa

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal, que a su vez es desencadenante de la cadena biológica.

Mediante la fotosíntesis las plantas, que contienen clorofila, transforman el dióxido de carbono y el agua en productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos.

La biomasa, mediante estos procesos, almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono. La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía eléctrica liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado.

3.4.5.1 Fuentes de la biomasa

Existen varias fuentes para obtener energía con la biomasa, entre las que destacan la biomasa natural, la residual, la de cosechas agrícolas y la de cultivos energéticos.

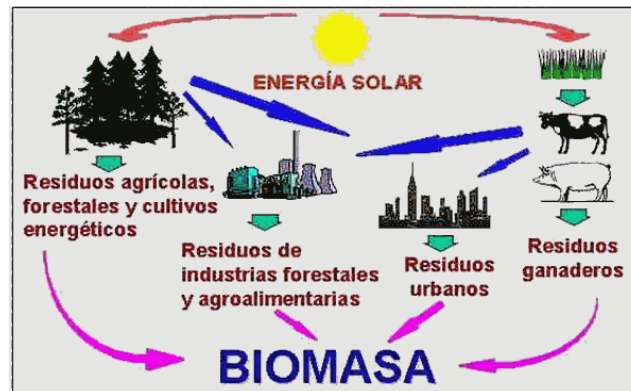


Figura 32. Producción de biomasa

3.4.5.1.1 Biomasa natural

La biomasa de tipo natural la abarcan todos los residuos de las partes muertas o los restos de las podas y aclareos ya que además evita posibles incendios, pero siempre respetando al máximo el equilibrio y la estabilidad de los ecosistemas.

La procedente de árboles crecidos espontáneamente en tierras no cultivadas ha sido utilizada tradicionalmente por el hombre para calentarse y cocinar. Pero esta no es la más adecuada para su aprovechamiento energético ya que ello podría conllevar la destrucción de ecosistemas.

3.4.5.1.2 Biomasa residual

Es la que se genera como consecuencia de cualquier proceso en que se consuma biomasa. Se produce en explotaciones agrícolas, forestales o ganaderas, así como los residuos de origen orgánico generados en las industrias y en los núcleos urbanos.

La utilización de biomasa residual es limitada. En general, es más importante la descontaminación que se produce al eliminar estos residuos que la energía que se puede generar con su aprovechamiento.

3.4.5.1.3 Excedentes de cosechas agrícolas

En ocasiones se destinan los excedentes de algunos productos agrícolas a su transformación en biocarburantes, con la correspondiente subvención de origen público. Sin embargo, sólo en el caso de que el precio de los carburantes tradicionales crezca

considerablemente, podría llegarse a situaciones en las que este tercer tipo saliera rentable.

3.4.5.1.4 Cultivos energéticos

Los cultivos energéticos, realizados con la finalidad de producir biomasa transformable en biocombustibles son ya realidad en países como Brasil y Estados Unidos, que enfocan la producción de caña de azúcar y maíz, respectivamente, a la obtención de bioetanol.

3.4.5.2 Procesos de obtención de biomasa

A continuación se nombran los procesos a los que se somete la biomasa para su transformación en combustible. Los agruparemos en tres apartados: procesos físicos, termoquímicos y bioquímicos.

3.4.5.2.1 Procesos físicos

Están destinados a preparar la biomasa para su uso directo como combustible o para procesos bioquímicos ó termoquímicos posteriores. Los más importantes son:

- Homogenización ó refinamiento.
- Densificación.

3.4.5.2.2 Procesos termoquímicos

La biomasa se somete a diversas transformaciones en determinadas condiciones de presión y temperatura, para obtener combustibles sólidos, líquidos y gaseosos. Los métodos más utilizados son:

- Pirolisis ó destilación seca.
- Gasificación.

3.4.5.2.3 Procesos bioquímicos

La biomasa se somete a procesos de fermentación siguiendo los dos procedimientos siguientes:

- Digestión anaeróbica.
- Fermentación aeróbica ó alcohólica.

3.4.5.3 Producción de energía eléctrica

Para la transformación de la biomasa en energía eléctrica se utilizan, básicamente, dos sistemas:

- **Combustión de la biomasa:** En una caldera adecuada a la producción de vapor que acciona un grupo turboalternador.
- **Transformación de la biomasa en combustibles gaseosos:** Mediante procedimientos bioquímicos ó termoquímicos, que generalmente se utilizan para alimentar motores alternativos ó turbinas de gas que accionan su correspondiente alternador.

Aunque existen algunas centrales térmicas convencionales de tipo comercial adaptadas para utilizar biomasa, la mayoría de aplicaciones para la obtención de electricidad se realiza en plantas de cogeneración, en las cuales la biomasa es un subproducto del proceso industrial. En general, desde el punto de vista energético, la biomasa sólida se destina a aplicaciones térmicas más o menos convencionales; en forma líquida se utiliza en motores de vehículos; mientras que los derivados gaseosos se utilizan para la producción de electricidad.

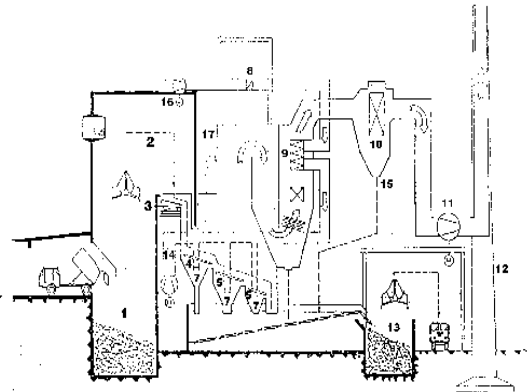


Figura 33. A la izda. Planta de incineración de residuos de Sant Adrià de Besòs, a la dcha. Esquema de funcionamiento de esta planta.

3.4.6 Energía solar

La energía solar es una fuente de vida y es el origen de las demás formas de energía de la Tierra. Cada año la radiación solar aporta al planeta la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad.

De este modo, recogiendo de forma adecuada la radiación solar, mediante colectores solares, esta puede transformarse en energía térmica, y utilizando paneles fotovoltaicos, la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica. Asimismo, en las centrales térmicas solares se utiliza la energía térmica de los colectores solares para generar directamente electricidad.

La energía solar térmica se obtiene recogiendo la energía del sol a través de paneles solares y puede destinarse a satisfacer numerosas necesidades como la obtención de agua caliente para uso domestico o industrial, o la generación de calefacción para hogares, hoteles, colegios o fábricas. También se puede utilizar esta energía para la refrigeración en épocas cálidas.

Con este tipo de energía es posible reducir más del 25% del consumo de energía convencional en viviendas de nueva construcción con la consiguiente reducción de utilización de combustibles fósiles y del deterioro ambiental.

3.4.6.1 Energía solar fotovoltaica

La obtención directa de electricidad a partir de la luz se conoce con el nombre de efecto fotovoltaico. La existencia de este fenómeno fue puesta de manifiesto por el físico Antoine Becquerel, en el año 1839. Para conseguirlo, se requiere un material que absorba la luz del Sol y sea capaz de transformar la energía radiante en energía eléctrica. Este proceso lo llevan a cabo las células fotovoltaicas. Estas presentan una oblea de silicio la cual ha sido tratada para que, cuando incida sobre ella la luz solar, se liberen y se “empujen” las cargas eléctricas hacia la superficie. (Las positivas en una dirección y las negativas en otra). Si se cierra el circuito eléctrico las cargas salen de la célula creando una corriente eléctrica.

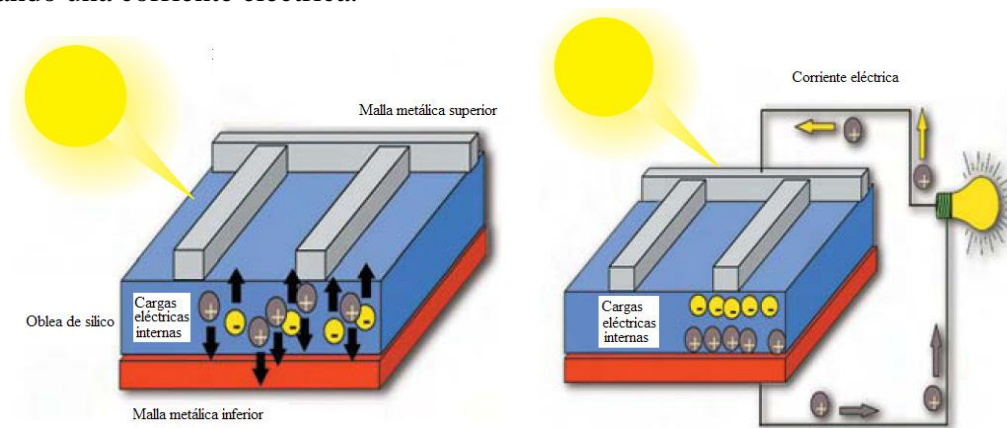


Figura 34. Representación grafica del funcionamiento de las células fotovoltaicas de manera esquemática

Para que se genere electricidad una célula fotovoltaica debe cumplir las siguientes tres condiciones:

- Se ha de poder modificar el número de cargas positivas y negativas: Esta condición se alcanza cuando se añaden a un semiconductor puro unas pequeñas dosis de átomos “contaminantes”, que son capaces de ceder o aceptar electrones.
- Se han de poder crear cargas que permitan la aparición de una corriente: Para alcanzarla, es preciso exponer la célula fotovoltaica a una radiación luminosa

para aprovechar la energía de los fotones. Si la energía es la adecuada, el fotón cede energía a un electrón de la banda de valencia y lo hace pasar a la banda de conducción, saltando la banda prohibida. En este proceso aparece, a su vez, en la banda de valencia lo que se denomina un agujero (de carga positiva) debido a la ausencia de un electrón que ha ido a parar a la banda de conducción. Con la creación de estas cargas se puede establecer una corriente eléctrica al cerrar el circuito.

- Es preciso que se establezca una diferencia de potencial ó campo eléctrico: Se puede obtener una diferencia de potencial uniendo dos semiconductores que contienen una densidad de cargas positivas o negativas diferente. La existencia de estas cargas positivas y negativas origina de una manera natural un campo eléctrico (o una diferencia de potencial) entre las dos regiones de la unión. Un dispositivo constituido por esta unión recibe el nombre de célula solar o célula fotovoltaica. Cuando la célula recibe los fotones de una radiación luminosa, las cargas negativas y positivas creadas se separan a causa del campo eléctrico y, si entonces se cierra un circuito entre los dos materiales que forman la unión, aparece una corriente eléctrica.

Los sistemas hoy disponibles para realizar un uso efectivo de la energía solar y convertirla en electricidad se dividen en dos grandes grupos: sistemas autónomos sin conexión a la red y sistemas conectados a la red.

3.4.6.1.1 Sistemas autónomos sin conexión a la red.

También denominados sistemas aislados. Una instalación aislada es aquella que se abastece autónomamente de consumo eléctrico, por medio de unos módulos que recogen la radiación solar, la convierten en electricidad y esta se almacena en baterías o acumuladores para su posterior consumo. Constan de un sistema de captación solar (células solares dispuestas en paneles), las baterías para almacenar la electricidad generada en corriente continua y el sistema de control para asegurar el correcto funcionamiento de carga y descarga de las baterías.

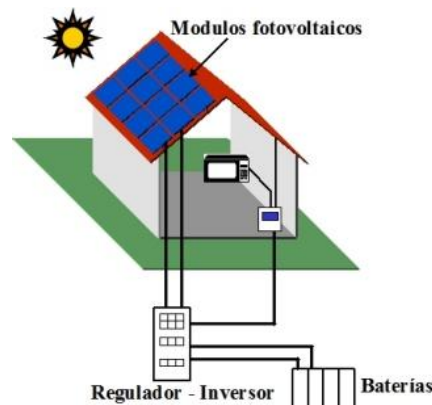


Figura 35. Esquema básico de sistema aislado

Este tipo de instalaciones es muy recomendable para aquellas zonas en las que no exista red de suministro eléctrico, como casas en zonas no urbanizadas, pozos de riego, medidores y bombas de agua, señalización de carreteras y señales de tráfico climatización de piscinas y aplicaciones móviles, como caravanas y náutica, etc...



Figura 36. Ejemplos de sistemas aislados. Arriba a la izda. Barco solar, arriba a la dcha. Hogar con paneles en el tejado, abajo a la izda. Señal de tráfico solar, abajo a la dcha. Prototipo de vehículo solar marca Honda.

3.4.6.1.2 sistemas conectados a la red.

Cuando la instalación fotovoltaica esta cercana a un punto de conexión a la red, esta puede conectarse a la red a través de un inversor que transforma la corriente continua en alterna.

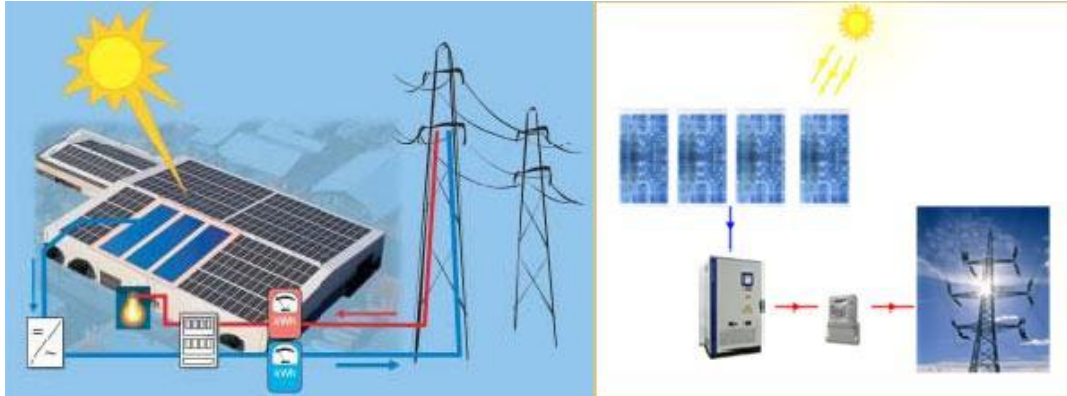


Figura 37. Esquema básico de sistema conectado a la red.

No disponen de ningún tipo de almacenamiento. Simplemente constan de los sistemas de captación y de conversión de la electricidad generada y de conexión a la red. Se instalan básicamente en zonas urbanas de países industrializados.

Este sistema una vez legalizado, permite vender la energía producida según tarifa oficial a la compañía eléctrica de la zona.



Figura 38. Ejemplos de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. A la izda. Huerta solar Arsol (Toledo 2012), a la dcha. Instalación solar de Solaer Fotovoltaica.

3.4.6.1.3 Beneficios de la energía fotovoltaica.

El aprovechamiento de la energía solar para la generación de electricidad contribuye a la sostenibilidad del sistema energético, ya que evita que se genere electricidad a partir de combustibles fósiles no renovables reduciendo así las emisiones de gases asociados a éstos. La energía solar fotovoltaica distribuida, además, no requiere ocupación de espacio adicional, debido a que se puede instalar en tejados o integrarla en edificios.

En referencia a los aspectos económicos y sociales, la energía solar fotovoltaica permite reducir la tasa de dependencia exterior para el abastecimiento de combustibles y

aumentar así la seguridad en el suministro. Esta seguridad resulta también reforzada por una mayor diversificación de las fuentes energéticas.

La energía solar fotovoltaica también evita costes de mantenimiento y transporte de las líneas eléctricas, tanto en zonas de difícil acceso, donde no llega la red, como en áreas urbanas, donde muchas veces coinciden las puntas de demanda eléctrica con los momentos de máxima insolación. Una vez instalada, tiene un coste energético de mantenimiento nulo.

3.4.6.2 Energía solar térmica

De toda la energía irradiada por el Sol, el sistema atmósfera-Tierra intercepta durante su viaje alrededor del mismo sólo una parte: el equivalente a $1,7 \times 10^{14}$ kW, lo que representa que una superficie perpendicular a los rayos solares recibe 1367 W/m^2 . Ésta unidad se conoce como constante solar.

En la superficie terrestre la insolación diaria queda bastante alejada de los niveles extra-atmosféricos, por efecto de la absorción, la reflexión y la dispersión de la radiación por parte de las nubes y del resto de elementos químicos en suspensión que, además de recortar los niveles de radiación directa que llega a la Tierra la transforman en radiación difusa.

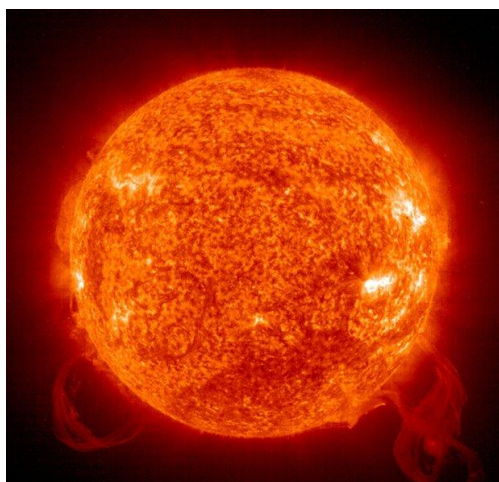


Figura 39. Imagen del sol captada por un satélite de la nasa

En días soleados más del 90% de la radiación es directa, supera los 1000 W/m^2 a nivel de la superficie de la Tierra; en cambio, para días nublados se reduce hasta 300 W/m^2 y en días con niebla se puede llegar hasta 100 W/m^2 .

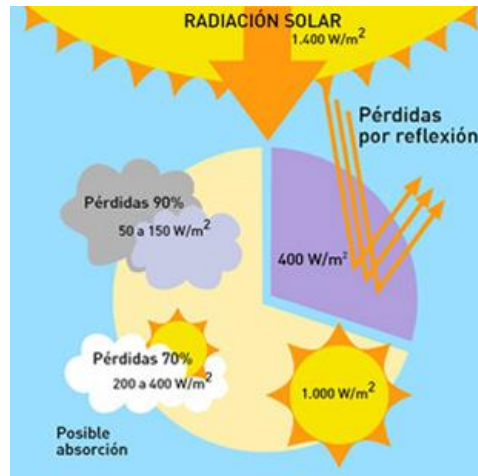


Figura 40. Pérdidas de radiación solar

La fracción de energía solar absorbida por la Tierra equivale a $1,2 \times 10^{14} \text{ kW}$, lo que representa más de 19000 kW/habitante, la potencia correspondiente a 120 millones de reactores nucleares de 1000 MW de potencia eléctrica unitaria ó 340000 veces la potencia nuclear instalada en el mundo. A lo largo de un año representa 14000 veces el consumo energético mundial ó 28000 veces la producción mundial de petróleo.

La tecnología solar termoeléctrica consiste en el empleo de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre para el calentamiento de un fluido que se hace pasar posteriormente por una etapa de turbina, bien directamente, o a través de un sistema de intercambio térmico con otro fluido que circula por la turbina. Las Centrales Solares Termoeléctricas (CET) son sin duda una de las tecnologías energéticas renovables que pueden hacer un aporte considerable de electricidad no contaminante en el medio plazo.

Los sistemas de energía solar térmica de concentración (ESTC) producen calor o electricidad mediante el uso de cientos de espejos que concentran los rayos del sol a unas temperaturas que oscilan entre 400 y 1.000°C . Existe una gran variedad de formas de espejos, métodos de seguimiento solar y de generar energía útil, pero todos ellos funcionan bajo el mismo principio.

En la actualidad, una central de energía solar térmica de concentración tiene una potencia entre 50 y 280 MW y aún podría ser mayor. Estas centrales solares pueden integrarse con almacenamiento o en una operación híbrida con otros combustibles, y ofrecen una potencia firme y energía despachable a demanda. Son aptas para cargas punta y cargas base, y la electricidad generada se inyecta generalmente a la red eléctrica.

3.4.6.2.1 Funcionamiento de las centrales solares

La energía termosolar utiliza la luz solar directa, denominada ‘radiación directa’ o radiación directa normal (DNI). Se trata de la luz solar que no es desviada por nubes, humo o polvo suspendido en la atmósfera y que llega a la superficie terrestre en rayos paralelos para su concentración. Los lugares más idóneos deben tener muchas horas de sol directo, al menos 1.800 kilovatios hora (kWh) de radiación solar por metro cuadrado al año, aunque se puede trabajar con algo menos. Las mejores instalaciones reciben más de 2.200kWh/m²/año. Las mejores regiones son aquellas sin mucha humedad atmosférica, polvo o humo, como estepas, zonas de matorral, sabanas, semi-desiertos y auténticos desiertos, localizados idealmente a menos de 40 grados de latitud norte o sur.

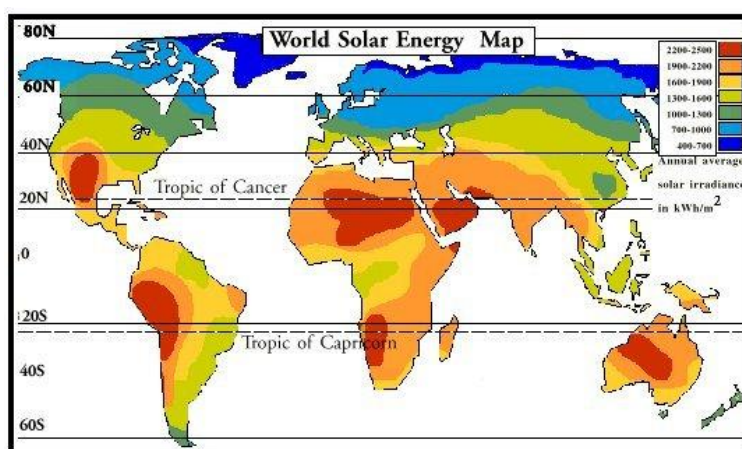


Figura 41. Mapa que muestra las regiones con más radiación solar de la Tierra.

Las centrales de energía solar térmica de concentración producen electricidad de manera similar a las centrales térmicas convencionales: utilizando vapor para accionar una turbina. La diferencia entre ellas estriba en el origen de la energía, que en lugar de combustibles fósiles utiliza directamente la radiación solar convertida en vapor o gas a alta temperatura. Se requieren cuatro elementos principales: un concentrador, un receptor, alguna forma de medio de transporte o almacenamiento, y conversión eléctrica. Son posibles muchos tipos diferentes de sistemas, como las combinaciones con otras tecnologías renovables y no renovables. Hasta ahora se han visto favorecidas las centrales híbridas de energía solar y combustible fósil, especialmente en zonas de EEUU y el norte de África. Las centrales híbridas ayudan a producir un suministro de carga punta fiable, incluso con menos días de sol.

La obtención de energía eléctrica mediante la energía térmica obtenida de la radiación solar siempre sigue el mismo proceso: la radiación solar se concentra sobre un fluido (agua, aceite térmico, sodio, etc.) y se transforma en energía térmica; el fluido calentado, al pasar por un intercambiador de calor, produce el vapor que acciona un grupo turboalternador, en el que se obtiene la energía eléctrica como en cualquier otra central térmica.

Los sistemas termosolares de concentración son, de forma general, sistemas de aprovechamiento de la energía solar de media y alta temperaturas basados en la concentración de la radiación directa. Estos sistemas de generación se denominan centrales energéticas termosolares (CET). Como ya se ha comentado, una CET se compone de un sistema colector, un sistema receptor y un sistema de conversión de potencia, pudiendo además incluir un sistema de almacenamiento térmico y un sistema de combustible fósil.

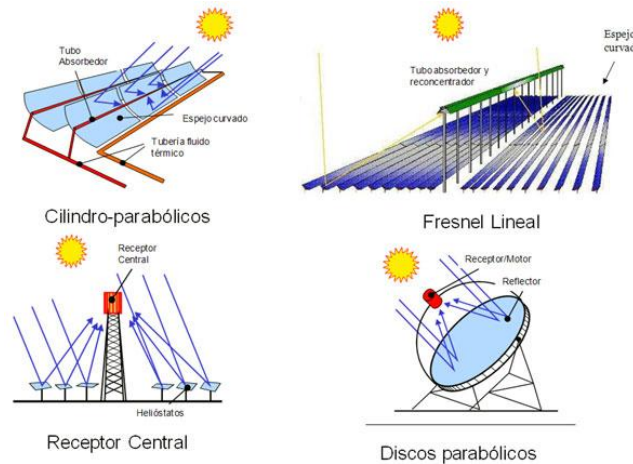


Figura 42. Distintos ejemplos de centrales energéticas termosolares (CET)

La función del colector, señalada anteriormente, es captar y concentrar la radiación sobre el receptor, donde la energía radiante se convierte en energía térmica (normalmente en forma del aumento de entalpía de un fluido) que, finalmente, se convierte en energía eléctrica en el sistema de conversión de potencia. La existencia de almacenamiento térmico permite a la central operar en períodos de ausencia de radiación solar. El colector y el receptor son específicos de cada CET, constituyendo lo que habitualmente se denomina campo solar, mientras que los sistemas de almacenamiento térmico y conversión de potencia pueden considerarse convencionales.

La radiación solar de una CET puede complementarse con el aporte energético de un combustible fósil, dando lugar a las centrales conocidas como híbridas. El grado de hibridación puede ser muy variable: desde plantas que sólo recurren al combustible fósil para eliminar o reducir al mínimo imprescindible el almacenamiento térmico y cuya función principal es absorber los transitorios producidos por variaciones más o menos bruscas de la radiación solar y garantizar la producción de acuerdo con la estrategia de operación establecida, hasta ciclos combinados convencionales apoyados por energía solar, en los que el aporte de esta última fuente energética está entre el 10 % y el 20 % de la producción.

3.4.6.2.2 Tipos de centrales termosolares

Las centrales térmicas solares se basan en espejos que concentran los rayos solares con la finalidad de calentamiento de un fluido, que convertido en vapor

accionará una turbina, que a su vez impulsará un generador eléctrico. Podemos decir que existen 4 tipos de centrales solares termoelectricas. Las centrales de concentradores lineales de Fresnel, las centrales de colectores cilindro-parabólico, las de discos parabólicos y las centrales de receptor en torre.

Además de estas cuatro analizaremos una quinta central que podemos introducir en el sistema de central de torre a pesar de no utilizar la tecnología de concentrador. Esta es la llamada chimenea solar.

3.4.6.2.2.1 Central de concentradores lineales de Fresnel.

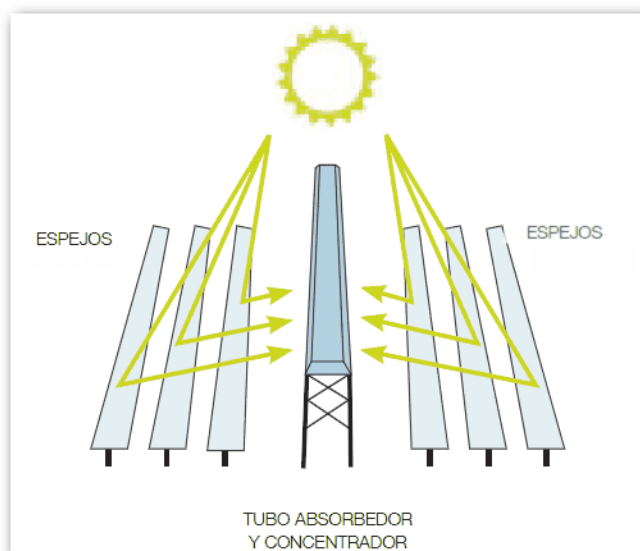


Figura 43. Imagen esquemática del concentrador lineal de Fresnel

Se trata de un conjunto de reflectores casi planos que concentran la radiación solar en receptores lineales invertidos elevados. El agua que fluye por los receptores se convierte en vapor. Este sistema es de concentración lineal, similar a un canal parabólico, con la ventaja de su bajo coste en soporte estructural y reflectores, juntas fijas del fluido, un receptor separado del sistema de reflectores, y grandes longitudes focales que permiten utilizar espejos planos. Esta tecnología es contemplada como una alternativa potencial de menor coste a la tecnología de canales parabólicos para la producción de calor de proceso solar.



Figura 44. A la izda. Imagen ampliada de los espejos reflectores, a la dcha. Foto del colector de demostración Fresnel lineal MAN en la Plataforma Solar de Almería (PSA).

3.4.6.2.2 Central de colectores cilíndrico-parabólico (CCP).

También son llamados colectores distribuidos o canales parabólicos. Los colectores de este tipo de centrales solares térmicas consisten en un conjunto de grandes espejos curvados que concentran la luz solar a una línea focal. Los colectores se colocan formando una larga fila de unos 300 a 600 metros y a su vez se instalan múltiples filas paralelas formando un campo de colectores solares.

En la línea focal de las parabólicas se encuentra un tubo de absorción metálico, que generalmente se embute dentro de un tubo de cristal al vacío para reducir pérdidas de calor. Además una capa selectiva especial, resistente a altas temperaturas, reduce las pérdidas por radiación de calor.

Por el interior del tubo se hace circular, generalmente, aceite térmico. Este tubo calienta el aceite hasta temperaturas cercanas a los 400°C para hacerlo circular hasta un intercambiador de calor, donde se transfiere el calor del aceite al agua de circulación (evaporizándola) de un ciclo de generación de vapor. Este vapor se expande en una turbina, unida a un generador eléctrico, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Este proceso puede formar parte de un ciclo de vapor convencional o integrarse en un ciclo combinado de turbinas de vapor y gas. Posteriormente, mediante un condensador, se condensa el vapor de agua nuevamente, para repetir de nuevo todo el proceso.

También es posible producir vapor sobrecalentado directamente usando los colectores solares. Esto hace el aceite térmico innecesario y también reduce los costos de producción, ya que el aceite térmico es relativamente costoso y los intercambiadores de calor ya no son necesarios.

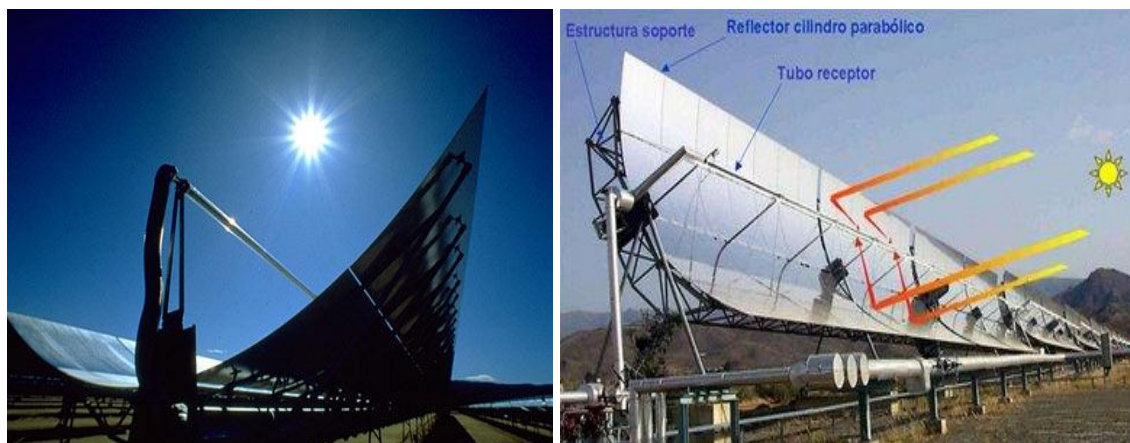


Figura 45. A la izda. Imagen del sol reflejando en el receptor del CCP, a la dcha explicación básica de un CCP

El principal inconveniente de los colectores de concentración es que únicamente aprovechan la radiación directa del Sol. No resultan apropiados para zonas climáticas donde, aunque dispongan de radiación solar aceptable, sean relativamente nubosas.

Para recibir la radiación solar en condiciones óptimas deben disponer de un sistema de seguimiento del Sol, es decir, un mecanismo incorporado en los captadores que les permite variar la posición respecto a dos ejes (el horizontal ó de elevación y el vertical ó azimutal). Los sistemas de seguimiento están accionados por un servomotor comandado por un microordenador o bien por un reloj solar.

3.4.6.2.2.3 Central de discos parabólicos.

Estas centrales son llamadas también centrales de disco Stirling, debido a que utilizan un motor de este tipo para generar energía eléctrica. Los receptores de este tipo de centrales solares térmicas constan de un espejo cóncavo de grandes dimensiones, que concentra los rayos solares en un receptor situado en el punto focal de un disco. La radiación de los rayos concentrados se absorbe en el receptor para calentar un fluido o gas (aire) a unos 750°C . Este fluido o gas se utiliza para generar electricidad en un pequeño pistón o motor Stirling, o una micro turbina, conectada al receptor.

Normalmente este tipo de discos cuentan con un sistema de seguimiento de dos ejes con la finalidad de poder seguir al Sol con un alto grado de exactitud para que resulten eficaces.

Su funcionamiento es el siguiente. El espejo/disco parabólico realiza seguimiento solar continuado, de manera que los rayos solares son reflejados en su plano focal, obteniéndose así un mapa de energía solar concentrada, de forma gaussiana y varias decenas de kW. El motor Stirling lleva acoplado un alternador, de manera que dentro de un mismo bloque situado en el foco del disco concentrador se realiza la transformación de la energía luminosa en electricidad, que se puede inyectar en la red

eléctrica o bien destinarla a consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar de emplazamiento.

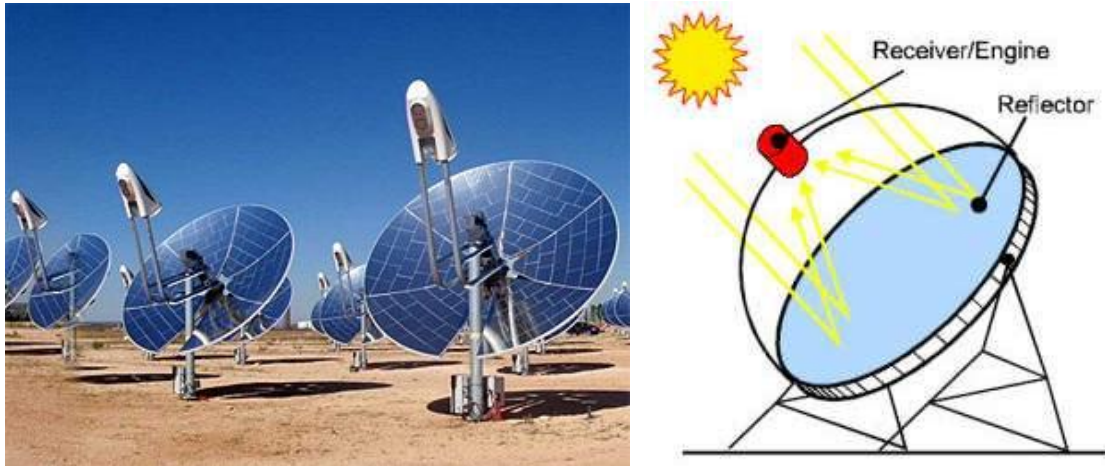


Figura 46. A la izda. Central de discos parabólicos, a la dcha. Esquema básico de sus partes.

Los discos parabólicos han evolucionado tanto en EEUU como en Europa hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco. Los sistemas disco/Stirling han demostrado la mayor eficiencia de conversión de radiación solar en energía eléctrica con valores máximos del 30 % y hasta un 25 % de promedio diario en unidades de 7 a 25 kW.

Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D = 0,6$), se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650 y 800 °C, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40 %.

La superficie cóncava del concentrador está cubierta por espejos de vidrio de segunda superficie con su correspondiente curvatura parabólica o bien por espejos delgados o polímeros metalizados de primera superficie soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o de membrana tensionada. Los receptores para sistemas disco/Stirling son de tipo cavidad, con una pequeña apertura y su correspondiente sistema de aislamiento.

Habitualmente, se usan dos métodos para la transferencia de la radiación solar al gas de trabajo. En el primero se ilumina directamente un panel de tubos por el interior de los cuales circula el gas que suele ser helio, hidrógeno o aire. En el segundo método, se utiliza el concepto de tubo de calor o heat pipe, vaporizándose un metal líquido (normalmente sodio) que luego condensa en la superficie de los tubos por los que circula el gas de trabajo y refluye nuevamente al absorbedor.

3.4.6.2.2.4 Central de receptor en torre.

Podemos referirnos a este tipo de centrales como sistemas de receptor central directamente. En este tipo de centrales, centenares de grandes espejos con sistemas de seguimiento de la trayectoria del Sol de dos ejes (de elevación y azimutal) se instalan alrededor de una torre. Estos espejos, levemente curvados, también se denominan helióstatos. Mediante un ordenador se calcula la posición ideal para cada uno de éstos espejos y un mecanismo impulsado por un motor lo orienta hacia el Sol. El sistema debe ser muy exacto, para asegurar que la luz solar pueda reflejarse perfectamente en ellos y centrarla en la punta de la torre. Es allí donde está localizado el receptor, que puede llegar a alcanzar temperaturas de 1000°C (en sistemas que utilizan aire). El aire caliente que hay en su interior transporta el calor desde el receptor hasta un generador de vapor, donde se produce vapor de agua sobrecalentado, el cual acciona una turbina y ésta, a su vez, está conectada a un generador eléctrico, del mismo modo que ocurre en las centrales solares térmicas con colectores distribuidos.

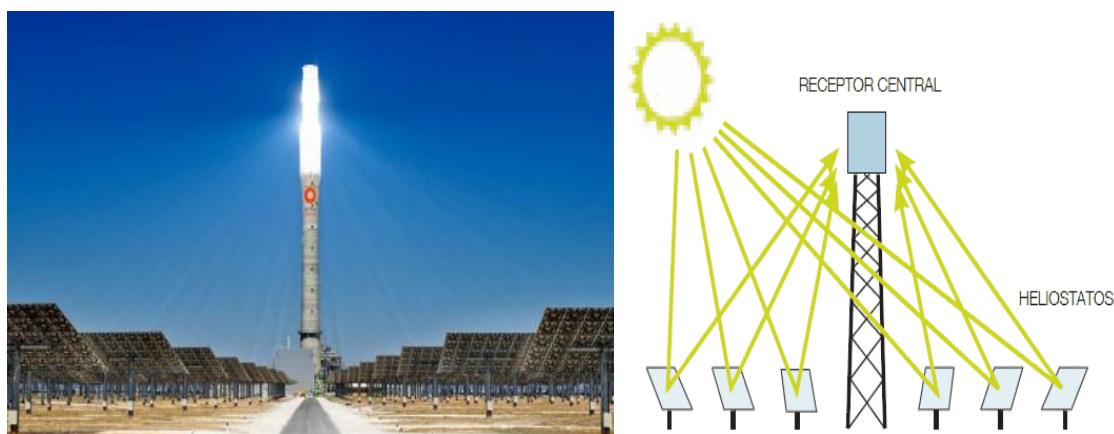


Figura 47. A la izda. Central energética española Gemasolar en funcionamiento, a la dcha. Esquema básico de sus partes

El fluido termoportador puede ser, entre otros, aire, vapor de agua, sodio fundido o sales fundidas, según la tecnología escogida. Se puede utilizar aire o gas a presión a temperaturas muy elevadas de unos 1000°C o más, como medio de transferencia térmica. Puede también utilizarse para sustituir directamente al gas natural en una turbina de gas, lo que saca el máximo partido (60% y más) de los ciclos combinados modernos de gas y vapor. En las de vapor de agua, éste mueve directamente una turbina. En los otros, el fluido transporta el calor a un generador de vapor de agua, con el que se hace funcionar una turbina que mueve al generador eléctrico. El número de helióstatos de una planta depende del diseño del helióstato y del ciclo térmico específico del receptor.

En estos sistemas los órdenes de concentración son de 200 a 1.000 y las potencias unitarias de 10 a 200 MW.

3.4.6.2.2.5 Chimenea solar.

Estos sistemas se fundamentan en el diseño desarrollado por Günther en 1931. En ellos, la radiación del sol calienta el aire que se encuentra debajo de una gran cubierta de cristal abierta en su contorno. Esta cubierta y el terreno forman un gran colector de aire caliente. En el centro de la cubierta se sitúa una gran chimenea con amplias entradas de aire en su base. La junta entre la chimenea y la cubierta acristalada es estanca, de esta forma el aire caliente, que es más ligero que el frío, asciende por la chimenea.

La succión provoca que el aire caliente bajo la cubierta de cristal siga entrando a la chimenea, y el aire frío exterior entre por el perímetro de la cubierta. La energía contenida en el flujo de aire se transforma en energía mecánica mediante unas turbinas colocadas en la base de la chimenea y en eléctrica mediante generadores convencionales.

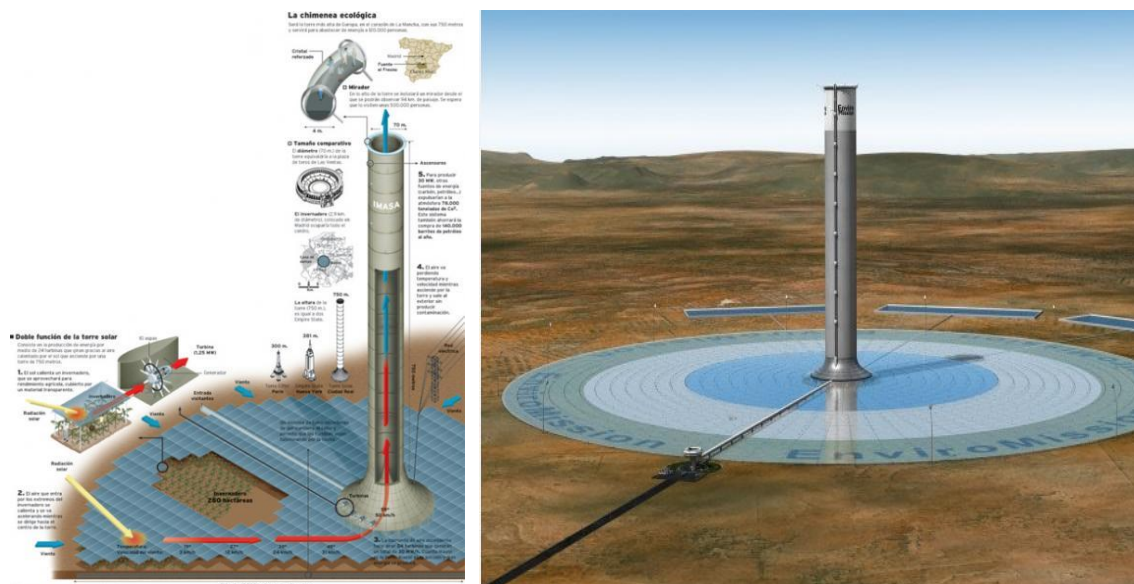


Figura 48. A la izda. Descripción de la torre solar en Fuente el Fresno, a la dcha. Prototipo de esta torre solar.

Una sola chimenea con una superficie de colector de 7000 metros de diámetro, construida y explotada en una zona con una radiación anual de 2300 kWh/m², puede producir entre 700 y 800 GWh al año. De esta forma, con un pequeño número de chimeneas solares se puede reemplazar una central nuclear.

Estos sistemas se caracterizan por su sencillez constructiva y la ausencia de impacto ambiental, y con el apoyo de los relieves naturales de la superficie de la tierra, podrían alcanzar incluso los 3000 metros de altura, generándose mayores potencias.

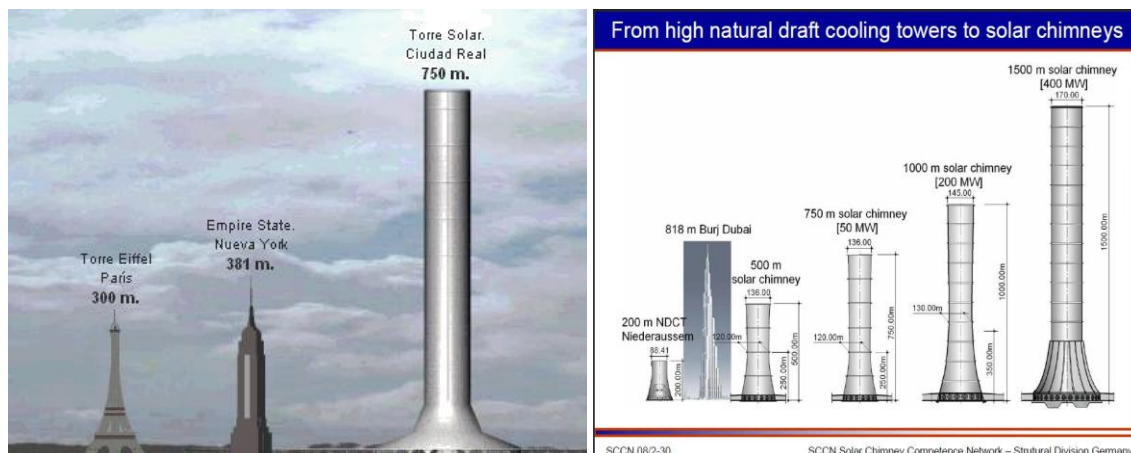


Figura 49. A la izda. Comparación entre la torre solar de ciudad real y dos edificios emblemáticos como la Torre Eiffel y el Empire State, a la dcha. Distintas alturas de torre solar comparadas con el Burj de Dubai.

Desde 2001, la empresa australiana EnviroMission está tratando de llevar a la fase de ejecución un proyecto para la construcción de una central de este tipo de 200 MW en South Wales (Australia) y, durante el año 2007, desarrolló los estudios de viabilidad de varias torres a construir en Texas (EE.UU.). Lamentablemente, ninguno de estos proyectos ha progresado.

En España también se ha ensayado con esta tecnología, en 1982 SBP instaló una planta piloto de 50 kW en Manzanares (Madrid), con una torre de 195 metros y un campo colector de 240 metros de diámetro, que funcionó hasta 1989.

4. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es el estudio e implantación de una central de energía solar termoeléctrica de recepción en torre de 30 MW de potencia, con un sistema de almacenamiento de la energía calorífica producida por medio de sales fundidas, como lo son el nitrato de sodio y potasio, para poder conseguir energía eléctrica en las horas de menos radiación o durante la noche y optimizar así al máximo la instalación. Dicha instalación se realizará en el término municipal de Albacete en la provincia de Albacete

El fin de este proyecto es el dimensionamiento y descripción de los principales equipos de funcionamiento de la central termosolar, tanto del campo solar, como del ciclo de potencia, ciclo de las sales fundidas y su almacenamiento en los tanques de sales frías y calientes.

Nos basaremos principalmente en la planta propiedad de Torresol Energy, Gemasolar, primera planta de energía solar termoeléctrica de concentración con tecnología de torre central y almacenamiento térmico que se construye y pone en marcha con fines comerciales.

Entre los factores que han contribuido al interés por este recurso energético cabe destacar la disminución de sus costes, el aumento en eficiencia de conversión de sus diferentes variantes tecnológicas, el encarecimiento de los combustibles fósiles y la existencia de una legislación cada vez más restrictiva en materia medioambiental como consecuencia del sólido consenso internacional sobre el cambio climático.

Se estima que una central eléctrica termo-solar evita unas 2000 t anuales de emisiones de CO₂ por cada MW instalado, o lo que es lo mismo, cada GWh producido evita la emisión a la atmósfera de 700 a 1000 t de CO₂.

Por tanto, podemos decir que los objetivos que se desean cubrir son principalmente:

- Generar energía eléctrica para poder abastecer completamente a municipios cercanos, pudiendo obtener un ingreso al vender la electricidad generada a la red.
- Reducir la dependencia a los combustibles fósiles en España, evitándose así la exportación de estos desde otros países a nuestro país, lo que conduce a un ahorro de capital, además de concienciarnos con el cambio climático produciendo una energía limpia, con la consiguiente reducción de CO₂.

La presente instalación estará acogida al Régimen Especial de Producción de Energía Eléctrica establecido en el RD. 661/07 del 25 de mayo, dentro del grupo b.1.2. (Centrales que utilizan únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad).

4.1. ¿Por qué realizar este proyecto?

El mundo está a punto de sufrir un cambio climático irreversible. Si suben más de 2° C las temperaturas medias anuales, tanto los países empobrecidos como los ricos tendrán que hacer frente a un aumento de los desastres naturales, con sequías más intensas y más prolongadas, pérdida de cosechas y una pérdida masiva de especies. Dado que la causa del cambio climático es la quema de combustibles fósiles, necesitamos urgentemente una revolución energética que cambie el mix energético mundial por fuentes no contaminantes.

Si queremos evitar un cambio climático peligroso, las emisiones globales deben alcanzar su cota más alta en 2015 y comenzar a bajar a partir de entonces, acercándose a cero lo más posible en 2050. La energía solar térmica de concentración es una forma viable desde el punto de vista comercial y, a gran escala, de generar electricidad. Es más aconsejable para aquellas áreas del mundo con más horas de sol: los países del sur de Europa, norte de África y Oriente Medio, partes de la India, China, el sur de Estados Unidos y Australia, donde muchos sufren ya problemas eléctricos, apagones y aumentos de precios de la electricidad. Esta tecnología no contribuye al cambio climático y su

fuelle no se agotará nunca. La tecnología está ya lo suficientemente madura para crecer de manera exponencial en el “cinturón del sol” terrestre.

La ventaja principal de los sistemas de energía solar térmica de concentración (ESTC) es que pueden remplazar a las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, lo que reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero que provocan el cambio climático. Por ejemplo, cada metro cuadrado de superficie de concentradores ESTC es suficiente para evitar de 200 a 300 kilos de dióxido de carbono cada año, dependiendo de su configuración.

5. El Sol y la Tierra.

Antes de empezar a explicar el funcionamiento de un sistema de receptor central, será conveniente una pequeña explicación acerca de nuestro planeta y de la estrella que le proporciona la capacidad de albergar vida, el Sol.

5.1. La Tierra

Desde que en 1957 la por entonces Unión Soviética lanzase el Sputnik I hemos tenido la oportunidad de contemplar en miles de ocasiones la Tierra desde el espacio. Pese a que las imágenes que llegan por satélite nos dan la sensación de que nuestro planeta es un globo autónomo de luz y color que flota en un espacio oscuro, nada más lejos de la realidad. Lo cierto es que no es posible entender la vida en nuestro planeta sin la influencia del exterior.



Figura 50. Imagen de la Tierra.

La Tierra es sólo un mundo pequeño en la órbita de una estrella que, aunque es de lo más corriente en la inmensidad del universo, resulta fundamental para nuestra existencia. Y es que casi toda la energía de que disponemos proviene del Sol. Él es la

causa de las corrientes de aire, de la evaporación de las aguas superficiales, de la formación de nubes, de las lluvias y, por consiguiente, el origen de otras formas de energía renovable, como el viento, las olas o la biomasa. Su calor y su luz son la base de numerosas reacciones químicas indispensables para el desarrollo de las plantas, de los animales y, en definitiva, para que pueda haber vida sobre la Tierra.

5.2. El Sol

El Sol es, por tanto, la principal fuente de energía para todos los procesos que tienen lugar en nuestro planeta. Localizado a una distancia media de 150 millones de kilómetros, tiene un radio de 109 veces el de la Tierra y está formado por gas a muy alta temperatura. En su núcleo se producen continuamente reacciones atómicas de fusión nuclear que convierten el hidrógeno en helio. Este proceso libera gran cantidad de energía que sale hasta la superficie visible del Sol (fotosfera), y escapa en forma de rayos solares al espacio exterior.

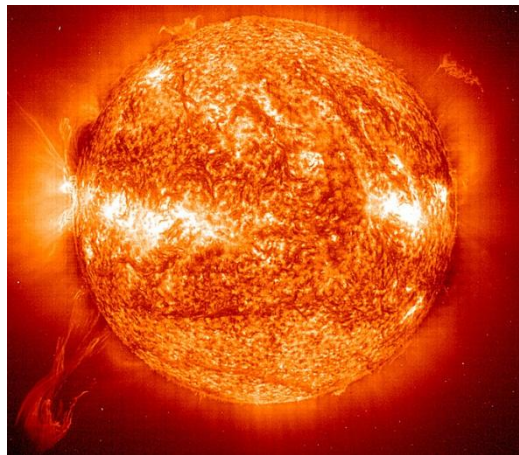


Figura 51. Imagen del Sol.

Se calcula que en el interior del Sol se queman cada segundo unos 700 millones de toneladas de hidrógeno, de las que 4,3 millones se transforman en energía. Una parte importante de esta energía se emite a través de los rayos solares al resto de planetas, lunas, asteroides y cometas que componen nuestro sistema solar. Más concretamente, hasta la Tierra llega una cantidad de energía solar equivalente a $1,7 \times 10^{14}$ kW, lo que representa la potencia correspondiente a 170 millones de reactores nucleares de 1.000 MW de potencia eléctrica unitaria, o lo que es lo mismo, 10.000 veces el consumo energético mundial.

Características del sol			
Edad actual	4.5×10^9 años	Radiación solar	
Vida esperada	10×10^9 años	de todo el sol	3.83×10^{23} kW
Distancia media a la tierra	1.496×10^8 km	por metro cuadrado	6.3×10^4 kW/m ²
Diámetro de la fotosfera	1.39×10^6 km	a 1 UA (G_{sc})	1367 W/m ²
Angulo de visión desde la tierra	32'	Temperatura:	
Volumen (fotosfera)	1.41×10^{27} m ³	interior	15×10^6 K
Masa:	1.99×10^{30} kg	superficial (fotosfera)	6050 K
Densidad:		cromosfera	4300 a 50000 K
media	14100 kg/m ³	corona	8×10^5 a 3×10^6 K
en el centro	160000 kg/m ³	Rotación :	
Composición %:		ecuador solar	26.8 días
Hidrógeno	73.46	30° de latitud	28.3 días
Helio	24.85	60° de latitud	30.8 días
Oxígeno	0.77	75° de latitud	31.8 días
Carbono	0.29	Tasa de pérdida de masa :	4.110^9 kg/s
Hierro	0.16		
Neon	0.12		
Nitrógeno, silicio, magnesio etc	<0.1 (cada uno)		

Figura 52. Características del Sol

Si tenemos en cuenta que las previsiones actuales apuntan a que, en los próximos 6.000 millones de años, el Sol tan solo consumirá el diez por ciento del hidrógeno que contiene en su interior, podemos asegurar que disponemos de una fuente de energía gratuita, asequible a todos (cualquier país puede disponer de ella) y respetuosa con el medio ambiente, por un periodo de tiempo prácticamente ilimitado.

5.2.1. La radiación solar

Cualquier persona que quiera aprovechar la energía solar debe ser capaz, en primer lugar, de responder a la pregunta de qué cantidad de energía llegará al lugar donde prevé realizar la captación; o sea, qué irradiancia solar recibirá por unidad de superficie. Para ello, habrá que empezar por saber qué es y cómo se comporta la radiación solar, así como cuánta energía es posible captar en función de la región del mundo en la que nos encontremos.

Como punto de partida debemos tener en cuenta que la luz es una de las formas que adopta la energía para trasladarse de un lugar a otro. En el caso del Sol, los rayos solares se propagan a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas de energía. Este fenómeno físico, más conocido como radiación solar, es el responsable de que nuestro planeta reciba un aporte energético continuo de aproximadamente 1.367 W/m^2 . Un valor que recibe el nombre de constante solar y que, al cabo de un año, equivaldría a 20 veces la energía almacenada en todas las reservas de combustibles fósiles del mundo (petróleo, carbón...).

Sin embargo, no toda la radiación que llega hasta la Tierra sobrepasa las capas altas de la atmósfera. Debido a los procesos que sufren los rayos solares cuando entran en contacto con los diferentes gases que componen la atmósfera, una tercera parte de la

energía solar interceptada por la Tierra vuelve al espacio exterior, mientras que las dos terceras partes restantes penetran hasta la superficie terrestre. Este hecho se debe a que las proporciones de vapor de agua, metano, ozono y dióxido de carbono (CO₂) actúan como una barrera protectora. Una capa de protección que, entre otras cosas, permite que no se produzcan cambios de temperatura demasiado extremos en la superficie terrestre, así como que exista agua líquida desde hace miles de millones de años.

A la pérdida de aporte energético que se produce en las capas superiores de la atmósfera hay que añadir otras variables que influyen en la cantidad de radiación solar que llega hasta un punto determinado del planeta. Como es de imaginar, no todas las superficies reciben la misma cantidad de energía. Así, mientras los polos son los que menor radiación reciben, los trópicos son los que están expuestos a una mayor radiación de los rayos solares. Esto tiene su explicación en el grado de inclinación de nuestro planeta con respecto al Sol (23,5°). La intensidad de radiación no será igual cuando los rayos solares estén perpendiculares a la superficie irradiada que cuando el ángulo de incidencia sea más oblicuo, tal y como ocurre en los polos.

La declinación del Sol, pues, es la razón de que los mayores valores de radiación no se produzcan en el ecuador sino en latitudes por encima y por debajo de los trópicos de Cáncer y Capricornio. En estas zonas es donde los rayos solares son más perpendiculares y atraviesan una capa atmosférica más fina hasta llegar a su destino. Pero para establecer, con exactitud, la cantidad de energía que se puede aprovechar en un sitio concreto, también habrá que tener en cuenta otros aspectos como la hora del día, la estación del año y muy especialmente las condiciones atmosféricas. En los días nublados disminuirá considerablemente la intensidad de la radiación y por lo tanto el aporte energético que pueda recibir una instalación de energía solar térmica. Aunque la relación entre las variaciones en la nubosidad y la radiación solar es compleja, probablemente este factor es el más importante a la hora de poder calcular la energía que llega a un punto concreto de la superficie terrestre.

Esto no quiere decir que en zonas donde hay menos horas de sol, como el norte de Europa, la energía solar constituya un aporte energético desdeñable. La suma de la radiación solar directa y la radiación difusa en ciudades como Berlín, Hamburgo o Zurich alcanzan valores medios de 1.000 kWh/m^2 lo que equivale, para hacernos una idea, a entre 110 y 115 litros de gasolina por m^2 y año. Por radiación solar directa entendemos aquella que llega a la superficie sin haber sufrido cambios de dirección (por ejemplo, la luz cegadora al mirar el Sol), mientras que con radiación difusa nos referimos a la que llega a la superficie sin orientación determinada (días cubiertos). La suma de todas las variables anteriormente mencionadas nos permiten conformar el mapa solar de una región determinada del planeta y establecer qué cantidad de energía media podremos captar para su uso en el ámbito doméstico, industrial, etc.

En el caso concreto de España se juntan todos los requisitos para ser uno de los países europeos con mayor capacidad para recoger la energía del Sol: una situación geográfica privilegiada, con una climatología envidiable. Situada entre los 36° y los 44° latitud Norte, nuestro país recibe una intensidad de radiación solar muy superior a la de

otras regiones del planeta (incluso por encima de las zonas ecuatoriales). Además, España se ve particularmente favorecida con respecto a otros países de Europa por la gran cantidad de días sin nubes que disfruta al año. No en vano, sobre cada metro cuadrado de suelo inciden al año una media de 1.500 kWh de energía, cifra similar a la de muchas regiones de América Central y del Sur.

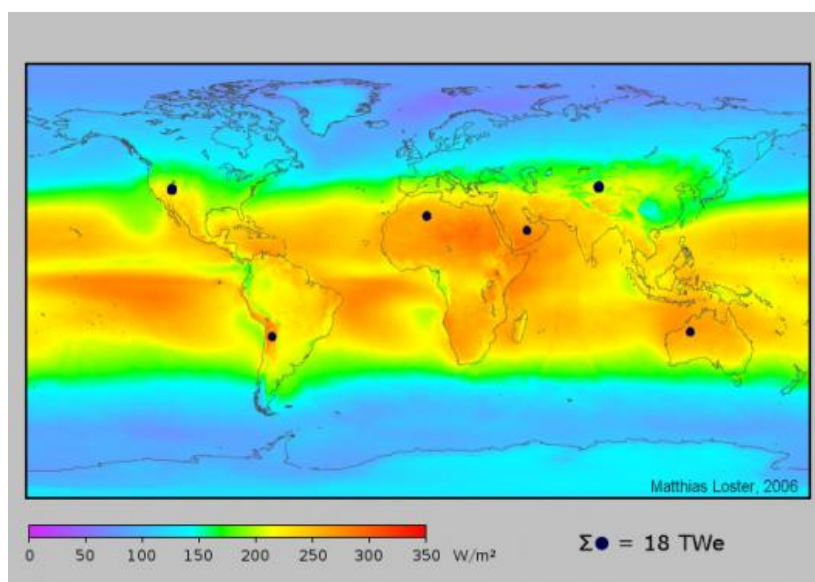


Figura 53. Radiación solar mundial en W/m2

5.2.2. Soleamiento

Visto lo visto, España tiene ante sí un amplio potencial de desarrollo de energía solar térmica, con una media de 2.500 horas de sol aseguradas al año. La poca nubosidad, la baja humedad ambiental, el clima seco y la incidencia de los rayos solares, hacen que nuestro país obtenga unos valores de radiación directa envidiables.

Aun así, existen evidentes diferencias entre las distintas comunidades españolas. Según los datos disponibles, existe un gran contraste entre las comunidades del Cantábrico, que rondan las 1.700 horas de sol al año, y las mediterráneas, que alcanzan las 2.750 horas de sol anuales. Estas diferencias están motivadas por la presencia de varias zonas climáticas en el interior de la Península Ibérica, lo que explica por qué algunas zonas del norte de España reciben menos horas de sol que incluso regiones del centro de Europa, como Viena, con 1.890 horas de sol al año.



Figura 54. Radiación en kWh/m² y horas de luz por provincias de España

Las provincias del sur de Andalucía y Canarias son las que concentran mayor número de horas de sol anuales, alcanzando las 3.000. Teniendo en cuenta que en la actualidad no se aprovecha ni el 10% de la energía que nos ofrece el Sol, las posibilidades de desarrollo son realmente espectaculares.

6. Sistema de receptor central

6.1. Sistemas termosolares de concentración.

Los sistemas termosolares de concentración (STCS) son sistemas de aprovechamiento de la energía solar en media y alta temperatura mediante la concentración de la radiación solar directa. La aplicación de los STCS más común es la generación de electricidad y la obtención de vapor de proceso.

Dentro de las energías renovables, la energía solar térmica de concentración posee importante potencial de uso en todos aquellos países que poseen buenos niveles de radiación solar. Entre estos se encuentra España con niveles de entre 1800-2100 kWh/m² anuales de media aproximadamente en su parte Sur.

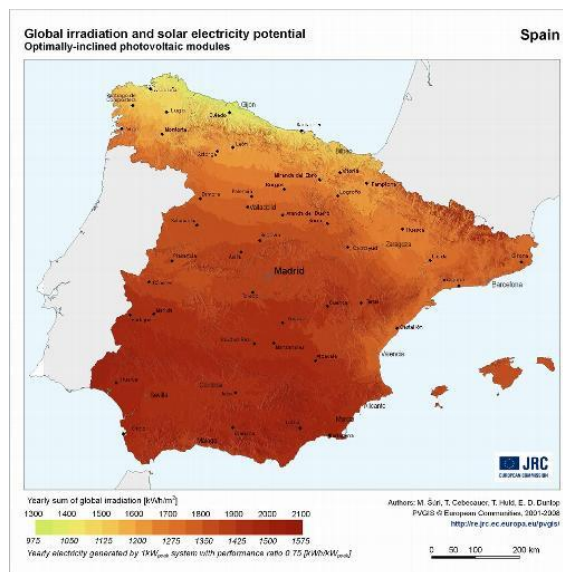


Figura 55. Radiación solar en España

Los STCS aplicados a la generación de energía eléctrica dan lugar a las llamadas Centrales Energéticas Termosolares (CETS). Estas se componen de un sistema colector, un sistema receptor y un sistema de conversión de potencia, pudiendo además incluir un sistema de almacenamiento térmico y un sistema de combustible fósil para así poder trabajar en horas de baja radiación.

La función del sistema colector es captar y concentrar la radiación sobre el receptor, donde la energía radiante se convierte en energía térmica, normalmente aumentando la entalpía de un fluido, y finalmente se convierte en electricidad en el sistema conversor de potencia lista para su uso. De los cuatro sistemas que componen una central los dos primeros, colector y receptor, constituyen lo que se denomina como campo solar, mientras que los sistemas de conversión de potencia y almacenamiento pueden considerarse convencionales.

Sabemos que desde el punto de vista tecnológico existen diversos STCS de los que destacan:

- Sistemas colectores cilindro parabólicos.
- Discos parabólicos
- Sistemas de receptor central.

Los primeros concentran la radiación solar en dos dimensiones, mientras que los dos últimos lo hacen en tres, pudiendo alcanzar por ellos mayores relaciones de concentración y por tanto mayores temperaturas de operación.

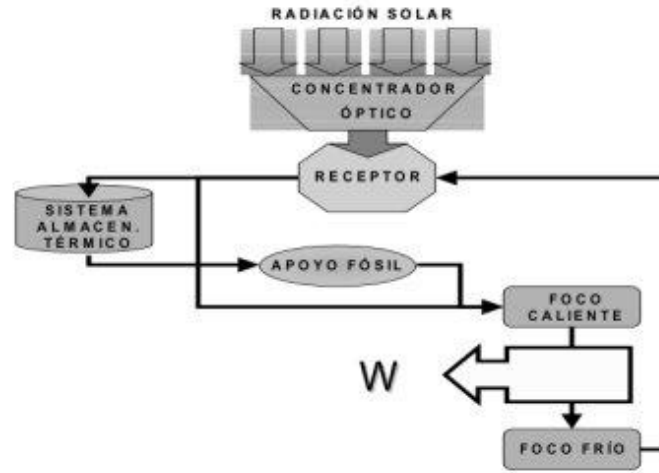


Figura 56. Esquema general de una central de concentración de energía termosolar.

Aunque los sistemas de receptor central, o centrales de torre, estén aun en un estado de demostración como quien dice, nos centraremos en ellos para la realización de este proyecto fin de carrera debido al gran potencial de mejora que presentan, por su capacidad de obtención de altas temperaturas y por tanto su integración en ciclos de alto rendimiento.

6.2. Descripción general de un sistema de receptor central

Un SRC es un sistema termosolar de concentración en el que el sistema colector está compuesto por un grupo, más o menos numeroso, de concentradores individuales llamados helióstatos, que dirigen la radiación solar concentrada hacia un receptor central, normalmente situado a una cierta altura sobre el suelo en una torre.

Los principales componentes de una central de torre son:

- Sistema colector o campo de helióstatos.
- El receptor.
- La torre.
- El sistema de control.

Además de estos principales existen otros tres componentes:

- Sistema de almacenamiento térmico (puede no tenerlo, pero en nuestro caso si)
- Sistema de producción de potencia.
- Sistema auxiliar.

6.2.1. Campo de heliostatos.

Su función es la de concentrar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor. Podemos definir este componente como:

Aparato que, mediante un servomecanismo, hace que un espejo siga el movimiento diurno del Sol, recogiendo así la máxima energía para su utilización calorífica.

Un heliostato está formado por una superficie reflectante (un espejo), una estructura soporte (formada por cerchas metálicas), un pedestal de cimentación, unos mecanismos de movimiento (servomecanismos) y un sistema de control.

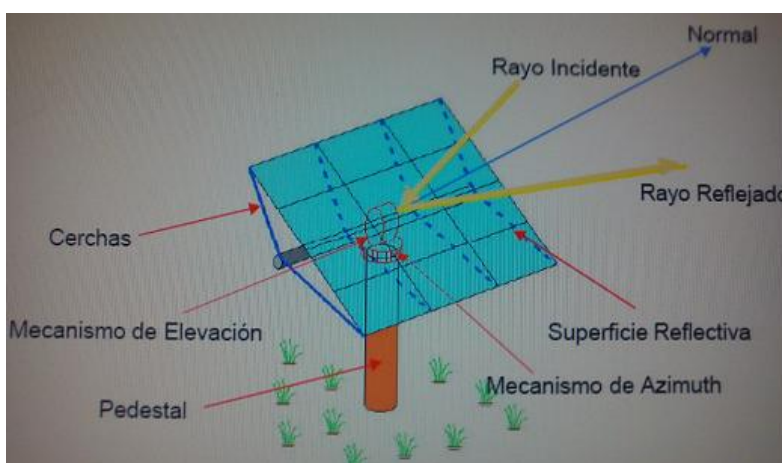


Figura 57. Componentes de un heliostato

El sistema de control mantiene de manera continua, actuando sobre el servomecanismo de elevación y azimut, la superficie reflectante de forma que la reflexión de la radiación solar directa que incide sobre ella sea dirigida al receptor solar.

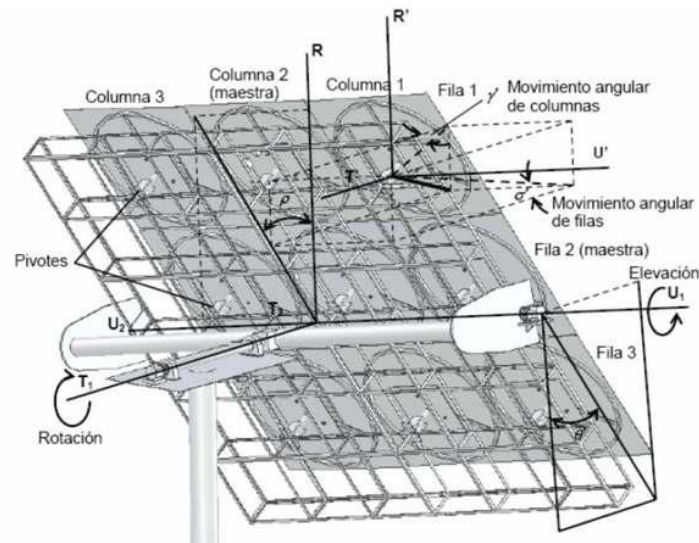


Figura 58. Partes y movimientos de un heliostato

La ley de reflexión especular que permite esta forma de actuar, se puede escribir en la siguiente forma:

- 1) Angulo de incidencia igual al ángulo de reflexión: $i \cdot n = r \cdot n$ (vectores).
- 2) i, r, n pertenecen al mismo plano: $(i \times n) \cdot n = 0$ (vectores).

Donde:

i : dirección del rayo incidente.

r : dirección del rayo reflejado.

n : dirección de la normal a la superficie.

Cada heliostato convencional está formado por múltiples módulos de espejos, llamados facetas. Cada faceta tiene, normalmente, una ligera curvatura y también se inclinan respecto al plano de la estructura de soporte para conseguir de esta forma un mejor enfoque de la radiación solar reflejada en el receptor.

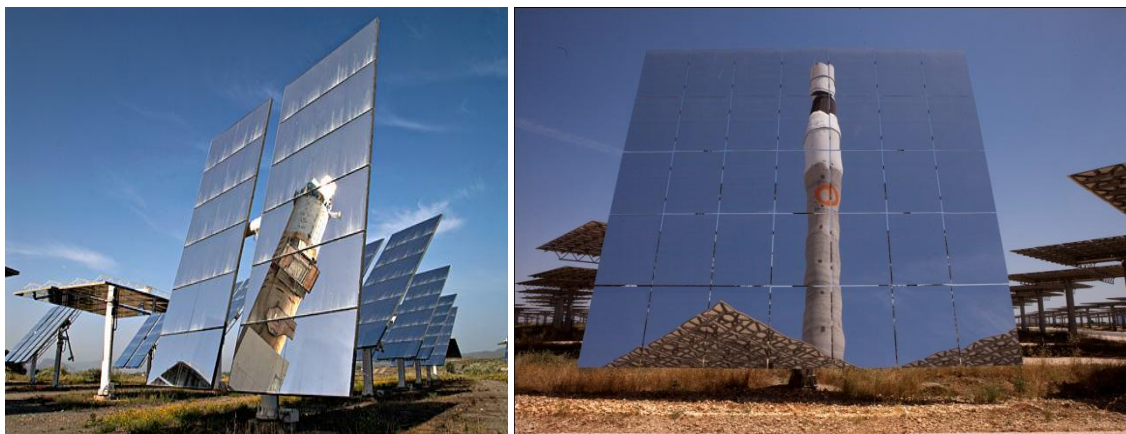


Figura 59. Imagen facetas de heliostatos. A la izda. Heliostato CESA- Almeria, a la dcha. Heliostato Gemasolar.

En cuanto a la evolución de las diferentes tecnologías de construcción de heliostatos, las superficies reflectantes mas empleadas hasta hoy son a base de espejos de vidrio, aunque también se han empleado superficies reflectantes a base de partículas poliméricas de alta reflectividad. El mayor inconveniente para la introducción de esta última tecnología es su menor durabilidad.

Los heliostatos de las primeras plantas de demostración se construyeron con espejos de vidrios sustentados en una estructura metálica (tecnología vidrio-metal). A mediados de la década de 1980 se desarrollaron los primeros prototipos de heliostatos de membrana tensionada. Aunque estos últimos crearon grandes expectativas por su potencial de reducción de costes, los avances más significativos en este campo se han dado con heliostatos de vidrio-metal, debido principalmente al abaratamiento de los espejos y la optimización de sus componentes.

El despliegue del campo de heliostatos en relación al receptor está condicionado en gran medida por las características del terreno disponible (forma de la parcela, orografía...), por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. Las dos opciones clásicas contemplan el despliegue del campo de heliostatos alrededor de la torre o a un lado de una torre, sobre la que se sitúa el receptor, denominándose estos dos tipos campo circundante o campo Norte Sur respectivamente.



Figura 60. A la izda. Campo Norte-Sur (centrales PS10 y PS20), a la dcha. campo circundante (Gemasolar)

Un desarrollo reciente de gran interés potencial es el heliostato autónomo, desarrollado en la Plataforma Solar de Almería. Este heliostato se alimenta con la energía producida por un pequeño panel fotovoltaico instalado sobre su estructura y se controla vía radio, lo que elimina la necesidad de cableados de potencia y control del campo de heliostatos, con la consiguiente reducción de costes.

No obstante, se han propuesto otras disposiciones, que tratan de aprovechar la orografía del terreno o usan un concentrador secundario para evitar los inconvenientes derivados de situar el receptor sobre una torre.

6.2.2. Receptor solar.

El receptor de una CETS de receptor central es el dispositivo donde se produce la conversión de la radiación solar concentrada en energía térmica, la cual en la mayoría de los casos se traduce en aumento de entalpía de un fluido.

Las dimensiones del receptor deben permitir además de un rendimiento termodinámico aceptable, un reparto e flujo de radiación incidente en su superficie lo suficientemente homogéneo como para que no se produzcan picos de flujo superiores a los que material del receptor puede soportar sin perjudicar a su vida útil, y posibilitar a su vez que el desbordamiento de radiación en los contornos del receptor sea mínimo.

El receptor solar está formado fundamentalmente por: la superficie de absorción, compuesta de múltiples paneles modulares, la estructura del receptor, a la cual están unidos los paneles de absorción, tuberías de interconexión entre paneles, colectores exteriores e interiores, pueden existir tanques de sobrepresión y calderines de vapor, y por último, el sistema de control.

A lo largo de la breve historia de la tecnología de SRC, se han propuesto y ensayado un gran número de receptores de diversas características geométricas y operativas con distintos fluidos de trabajo. Así se puede hablar de tres configuraciones típicas del receptor. Cilíndrico externo, plano externo y cavidad.



Figura 61. Diferentes receptores, de izda. A dcha. Receptor plano externo, cilíndrico externo y de cavidad

En los receptores exteriores, cilíndricos o planos, la radiación solar reflejada por el campo de heliostatos incide directamente sobre la superficie absorbidora, mientras que en los receptores de cavidad, la radiación pasa a través de una apertura a una zona hueca en forma de caja, antes de llegar a las superficies absorbentes. Además, Los receptores de cavidad pueden ser de eje vertical (se emplean cuando los heliostatos estén muy próximos a la torre) o de eje horizontal (ofrecen mayores ventajas cuando la torre sea pequeña). Dentro de la cavidad se puede conseguir una absorción de luz de hasta un 95 %, y relaciones de concentración comprendidas entre 300 y 3500 kW/m².

Las principales ventajas e inconvenientes entre los receptores externos y los de cavidad son las siguientes:

- las pérdidas por radiación, en general, son mayores para los receptores externos que para los de cavidad. Esto es así ya que los paneles absorbentes de los receptores externos tienen mayores factores de forma hacia el entorno. De la misma forma, las pérdidas por reflexión también son mayores para los externos.
- El volumen del receptor, así como el número de componentes y sus costes son mayores para los receptores de cavidad. Pero por otro lado al ser mas voluminosos, los receptores de cavidad son mas adiabáticos que los externos, reduciéndose de esta forma los transitorios al cambiar las condiciones de contorno como puede ser el paso momentáneo de nubes que atenúan la radiación.

Existe otra configuración del receptor, además de las tres anteriores, que ha sido usada en diferentes proyectos europeos. Esta configuración es la del receptor volumétrico, y usa como fluido aire. Los receptores volumétricos están formados por una estructura metálica o cerámica de diversas formas con una matriz volumétrica sobre la que incide la radiación reflejada, calentando de esta forma el aire que pasa por su interior.



Figura 62. Receptor volumétrico en la plataforma solar Tabernas (Almería)

Su principal ventaja respecto a las configuraciones tradicionales es que al trabajar con aire se consiguen temperaturas mucho mayores.

Los fluidos usados hasta ahora como fluidos caloportadores en el receptor han sido fundamentalmente los siguientes:

- 1) Agua/vapor: Es el medio de transporte de calor más usado en la industria. A la salida del receptor el vapor alcanza temperaturas en el rango de 490°C - 525°C . la gran ventaja del uso de este fluido de trabajo es que tras alcanzar las condiciones de diseño en el receptor, el vapor se expande directamente en la turbina sin necesidad del uso de intercambiadores intermedios para producir dicho vapor.
- 2) Sales fundidas: Normalmente son mezclas binarias de nitrato de sodio y potasio. Se trata de un fluido caloportador barato y no tóxico. Las sales fundidas son un medio adecuado como fluido de trabajo en el receptor y como fluido de almacenamiento térmico, ya que es un fluido estable hasta los 565°C aproximadamente y permanecen en estado líquido hasta unos 245°C . hay una precaución a tener en cuenta relacionada con el hecho de la alta temperatura de solidificación mencionada, debiéndose tomar por tanto las oportunas medidas para evitar la solidificación del fluido en tuberías, intercambiadores y depósito de almacenamiento.

- 3) Sodio líquido: El uso del sodio líquido como fluido caloportador se ha desarrollado en la industria nuclear. El sodio tiene unas excelentes propiedades de transferencia de calor permitiendo el empleo de receptores de menor tamaño que los que usan otros fluidos de trabajo. La operación con sodio es similar a la de sales fundidas, siendo estable en estado líquido hasta unos 540°C y con punto de fusión en unos 98°C. el problema del sodio es su alta reactividad con el aire y el agua, por tanto deben extremarse las medidas de seguridad para evitar escapes de sodio a la atmosfera. Debido a su peligrosidad el sodio líquido esta en desuso hoy en día.
- 4) Aire: Ha sido el último fluido de trabajo en incorporarse al uso de receptores solares. Como ya se comento, su uso está íntimamente ligado a los receptores volumétricos y su gran ventaja es la facilidad de operación y mantenimiento de los diferentes equipo, así como el alto valor de temperatura (en torno a los 1000°C) que puede llegar a alcanzar el aire a la salida del receptor.

6.2.3. La torre.

Para asegurar un buen rendimiento geométrico del campo de los heliostatos, el receptor solar se debe instalar en una cierta altura sobre dicho campo. Esto se consigue situando el receptor en una torre, que puede ser de hormigón o acero. Su altura es no de los parámetros mas importantes en el proceso de optimización del campo solar, dado que siempre existe un óptimo técnico a partir del cual, un incremento en la altura de la torre perjudica los rendimientos generales del campo. Puede existir además un optimo económico que delimite una altura de torre inferior a la determinada por el optimo técnico, ya que es posible llegar a un punto a partir del cual, el coste añadido a una altura de torre superior no compense el ahorro provocado por una mejora del rendimiento general del campo.



Figura 63. Diferentes modelos de torre. De izda. A dcha. Gemasolar, AORA, Tabernas, PS10.

6.2.4. Sistema de control.

Cada helióstato del campo dispone de un control local cuya principal función es controlar los motores de los ejes de elevación y azimuth para posicionar al helióstato en el punto deseado.

La función principal del sistema de control de un SRC es gobernar los arranques y paradas diarios. El cambio de un modo de operación a otro implica numerosas etapas y consideraciones, por lo que el sistema de control es fundamental para automatizar el funcionamiento de la planta. Es por ellos que el diseño del sistema de control tiene que estar totalmente integrado en el proceso de diseño total de una planta.

6.2.5. Sistema de almacenamiento térmico.

Uno de los grandes inconvenientes de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo, pero en el caso de los sistemas de concentración se le añade además una segunda restricción, ya que estos sólo aprovechan la radiación solar directa, por lo que necesitan que no haya nubes. Para solventar estos problemas se disponen de sistemas de almacenamiento térmico.

Tradicionalmente se han propuesto tres tipos de sistemas de almacenamiento: sistemas basados en el calor sensible, en el calor latente y en la energía termoquímica.

6.2.5.1. Calor sensible.

Estos sistemas almacenan la energía térmica captada en el receptor en un medio con buenas propiedades para almacenar el calor sensible en un volumen dado. Los medios mas utilizados son aceites térmicos y sales fundidas.

También se usa como medio de almacenamiento térmico el aire (en receptores volumétricos), usándose junto con materiales con baja conductividad térmico como son rocas, arenas o ladrillos cerámicos. El sistema de almacenamiento térmico de lecho de rocas es muy usado cuando el receptor usado en la planta es un receptor volumétrico.



Figura 64. Tanque de almacenamiento de energía térmica por medio de sales fundidas.

6.2.5.2. Calor latente.

El calor latente asociado a los cambio de fase de una sustancia es otra manera potencial de almacenar calor. La temperatura, prácticamente constante, a la que se da el cambio de fase de la sustancia usada para el almacenamiento térmico, tendrá que ser compatible con los requerimientos de la planta, es decir, tendrá que darse a una temperatura tal que permita la producción de vapor en las condiciones de diseño.



Figura 65. Tanque de almacenamiento de calor en forma de calor latente

6.2.5.3. Almacenamiento termoquímico.

Está basado en la acumulación del calor que se produce cuando se dan ciertas reacciones reversibles. Una característica atractiva del almacenamiento termoquímico es la posibilidad de almacenar y transportar los constituyentes del sistema a temperatura ambiente, es decir, el calor de alto grado puede almacenarse a temperatura ambiente. Sin embargo, sólo unos pocos elementos tienen un coste lo suficientemente bajo como para ser considerados viables.



Figura 66. Tanques de almacenamiento termoquímico.

El sistema basado en el calor sensible suele ser el sistema de almacenamiento más empleado, pudiendo implementarse de dos formas: almacenamiento directo, en el cual el fluido de trabajo del receptor es el mismo que el medio de almacenamiento, o almacenamiento indirecto, en el que se usan diferentes fluidos de trabajo para el receptor y para el almacenamiento.

Desde el punto de vista del dimensionado y el diseño de un sistema de almacenamiento, se debe tener en cuenta tanto los factores que afectan a la capacidad del almacenamiento como los que inciden sobre el coste del mismo. La capacidad de almacenamiento se suele medir en horas de funcionamiento de la planta a potencia nominal (no en términos de energía térmica almacenada). Los principales factores técnicos a tener en cuenta son:

- Alta densidad energética de la sustancia o material de almacenamiento.
- Buena transferencia de calor entre el fluido de trabajo del campo solar.
- Estabilidad mecánica y química de la sustancia de almacenamiento.
- Compatibilidad química entre fluido de transferencia de calor, la sustancia de almacenamiento y el material de los intercambiadores, en caso de existir.
- Reversibilidad en los ciclos de carga y descarga.
- Bajas pérdidas térmicas del sistema.
- Control.

Esta capacidad de almacenamiento es posible gracias a los aislantes térmicos que se emplean, llegando a crear, como en el caso de los tanques de sales fundidas, superficies casi adiabáticas, que tienen unas pérdidas de 1°C/día.

Los parámetros característicos de un sistema de almacenamiento térmico para plantas que empleen sales fundidas como fluido de trabajo son los siguientes:

- Cantidad de energía que se puede almacenar.
- Tipo y cantidad de sales necesarias.
- Temperatura del tanque caliente y del tanque frío.
- Horas previsibles de almacenamiento.
- Caudal de circulación.
- Dimensiones de los tanques.
- Número de intercambiadores.
- Tipo de bomba.
- Caudal y presión de las bombas.

En cuanto a qué tipo de sales se pueden emplear en la planta, aparecen distintas alternativas: HITEC (mezcla de tres compuestos: NaNO_3 , NaNO_2 y KNO_3) con punto de congelación en 120°C, HITEC XL (mezcla de tres compuestos: $\text{Ca}(\text{NO}_2)_2$, NaNO_3 y KNO_3) con punto de congelación en 130°C, y la más habitual, compuesta por NaNO_3 (60%) y KNO_3 (40%), cuyas características más importantes son:

- Punto de congelación: 220°C.
- Densidad: 1800 kg/m³.
- Calor específico: 1500 J/ kg K
- Poca reactividad.
- Bajo coste, 1 €/kg.

6.2.6. Sistemas de producción de potencia.

El sistema de generación de energía eléctrica de una planta solar de receptor central consta fundamentalmente de los mismos elementos de los que consta el mismo sistema en una planta convencional que trabaja con el ciclo Rankine, es decir: grupo de turbina de vapor, condensador, bombas de recirculación del vapor condensado y la caldera de producción de vapor, elemento que en una planta solar se sustituye por el receptor solar.

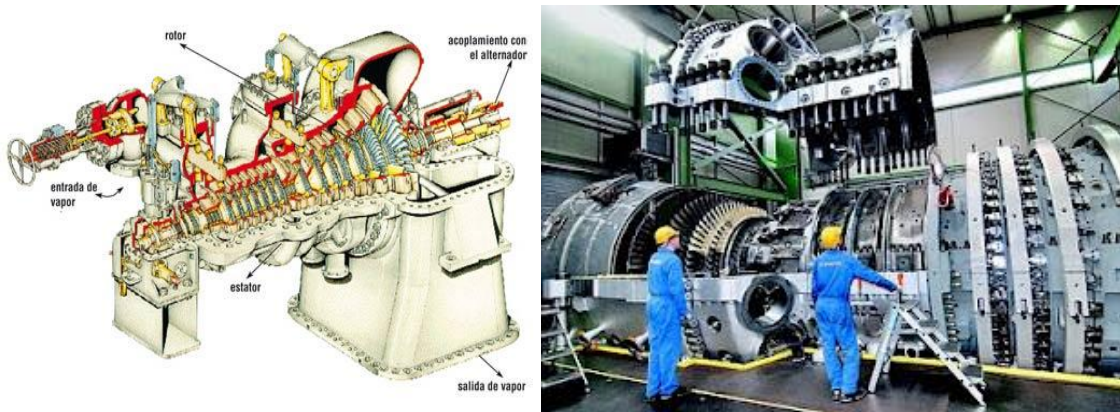


Figura 67. A la izda. Principales partes de una turbina de vapor, a la dcha. Turbina de vapor de la planta Solar Tres, fabricada por Siemens.

Las condiciones transitorias de operación que se producen en un SRC, debido a la variación de la intensidad de la radiación solar, hacen que la turbina además de trabajar con rendimientos bajos, sufra un gran desgaste, por lo que es importante realizar los correctos mantenimientos de la misma.

Para poder describir el ciclo de potencia de las plantas termosolares de receptor central, hay que tener en cuenta el fluido de trabajo que emplean, puesto que cada una tiene un funcionamiento diferente. A continuación, describiremos los ciclos de las plantas que emplean vapor saturado y sales fundidas como fluido de trabajo.

6.2.6.1. Plantas que emplean vapor saturado.

Las plantas que tienen como fluido de trabajo vapor de agua, como las plantas PS 10 y PS 20 de Sevilla, se basan en los ciclos termodinámicos Rankine. El ciclo Rankine consiste en calentar agua hasta evaporarla y elevar la presión del vapor. Éste se lleva a una turbina donde se produce energía cinética a medida que pierde presión (el fluido se expande). Su camino continúa hacia el condensador donde lo que queda de vapor pasa a estado líquido para poder entrar en la bomba que le subirá la presión para que pueda ser nuevamente introducido en el generador de vapor.

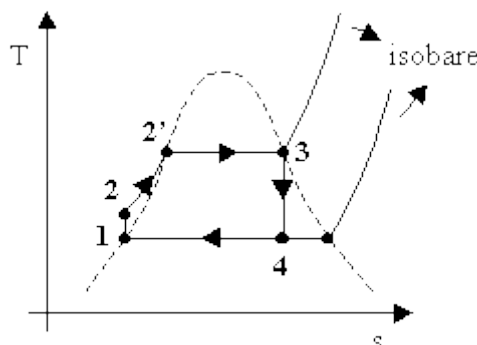


Figura 68. Ciclo Rankine T-S

Explicaremos como ejemplo la PS 10 de Sevilla, de 11 MW de potencia. Su funcionamiento es el siguiente: el campo de helióstatos concentra la radiación solar en el receptor, donde se calienta el fluido de trabajo a unos 250°C de temperatura y 40 bar de presión produciendo vapor de agua que se dirigirá a la turbina, donde por medio de un generador se consiguen los 11 MW de potencia de la planta. En el camino a la turbina se intercala el sistema de almacenamiento de vapor. El vapor restante se dirige a un condensador donde todo el fluido pasa a estado líquido a unos 50°C y 0.06 bares de presión para poder entrar en el sistema de bombeo que le suba la presión y se dirija al generador de vapor (el receptor situado en lo alto de la torre).

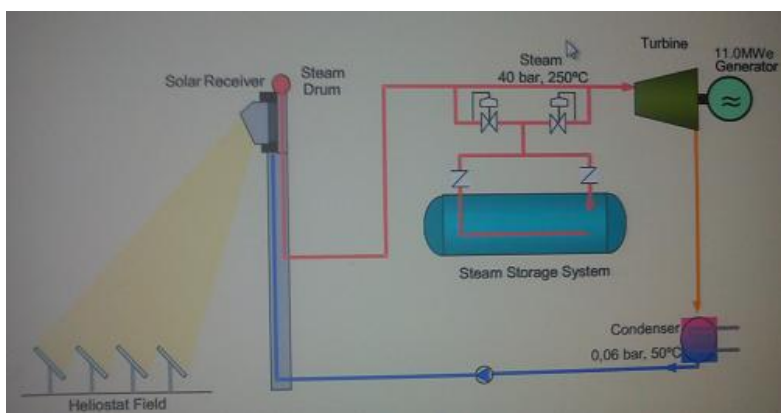


Figura 69. Esquema del ciclo de potencia de la PS10.

6.2.6.2. Plantas que emplean sales fundidas

Las plantas que emplean como fluido de trabajo sales fundidas, como la planta Gemasolar, en Sevilla, tienen un funcionamiento diferente con respecto a las de vapor de agua. La luz solar incide sobre los helióstatos reflejándola hacia el receptor. En el receptor, las sales fundidas se calientan y se dirigen al tanque donde se almacenan a temperaturas superiores a 500°C. Del tanque caliente se dirigen a un intercambiador de calor, donde las sales al perder calor generan vapor de agua que mueve una turbina y el generador que produce los 19,9 MW de potencia de la planta (ciclo Rankine). Al salir del intercambiador de calor, las sales se almacenan en otro tanque (tanque frío), de donde se bombean a lo alto de la torre comenzando nuevamente el ciclo. Estos tanques son de gran capacidad y casi adiabáticos, como ya se ha comentado antes, tienen unas

pérdidas de 1°C /día, donde se produce el almacenamiento de las sales, permitiendo funcionar hasta 15 horas, mientras los tanques tengan energía térmica suficiente.

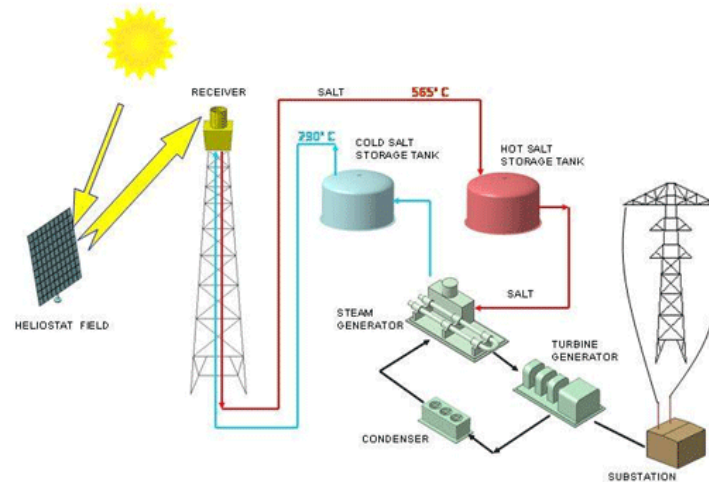


Figura 70. Esquema del ciclo de potencia de Gemasolar

6.2.7. Sistema auxiliar.

Como sistema auxiliar de una planta de receptor central se agrupan diversos elementos que son necesarios para su funcionamiento, pero que no difieren en nada de los mismos sistemas en una planta de potencia convencional. Estos componentes proporcionan una ayuda a los principales componentes de la planta para que realicen sus funciones de una manera eficiente, fiable y segura. Algunos de estos componentes auxiliares son:

- Sistema de aire comprimido.
- Sistema de protección contra incendios.
- Equipos de refrigeración.
- Suministro y almacenamiento de agua
- Suministro auxiliar de potencia.

6.3. Rendimientos característicos de un Sistema de Receptor Central

A continuación se analizará el rendimiento del campo solar de un SRC genérico, con el fin de conocer el balance energético del sistema completo.

6.3.1. Rendimiento del Campo de Heliostatos.

El rendimiento del campo de heliostatos suele denominarse rendimiento óptico y representa el cociente entre la energía neta captada por el concentrador y la energía total irradiada por el sol, calculada como la irradiación solar total por la superficie colectora.

Las pérdidas que dan lugar a dicho rendimiento óptico pueden dividirse en los siguientes grupos.

6.3.1.1. Pérdidas geométricas.

Son las debidas a la disposición geométrica de los heliostatos en torno a la torre, esto se denomina layout y viene determinado por diversos factores.

6.3.1.1.1. Factor coseno.

Cuantifica las pérdidas causadas por la inclinación del eje óptico del heliostato con respecto a la trayectoria de los rayos solares. Estas pérdidas son proporcionales al coseno del ángulo que forman la normal a la superficie reflexiva que pasa por la rotula que posibilita el movimiento de giro en dos ejes del heliostato, con la dirección de incidencia de la radiación directa. Las pérdidas por factor coseno son las mayores pérdidas que se producen en el campo solar, siendo su valor medio del orden del 20% de la potencia reflejada.

Para cada heliostato y cada instante del año se tendrá un factor coseno propio. El hecho de que la dirección de la radiación reflejada sea propia de cada heliostato, y fija para todo instante, determina que ante una dirección de la radiación incidente idéntica para todos los heliostatos de un campo solar, el factor coseno de cada uno sea diferente.

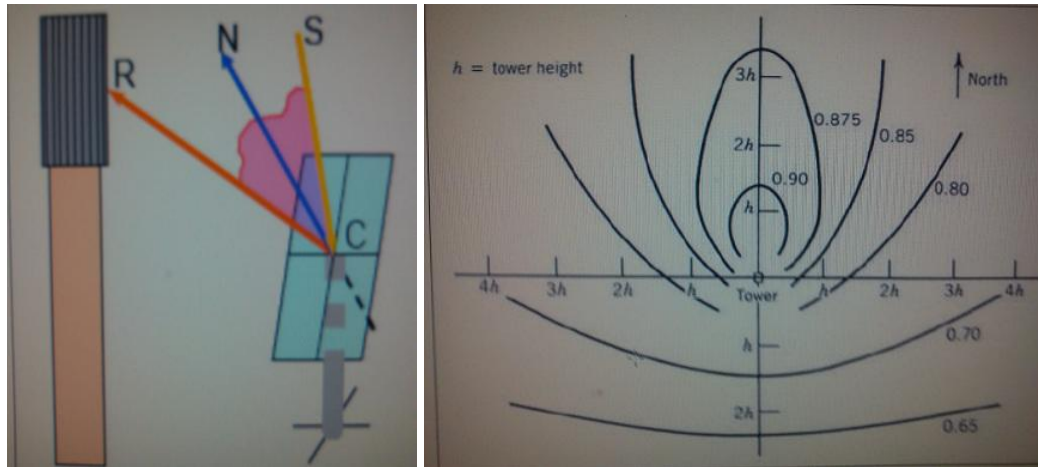


Figura 71. A la izda. Imagen del factor coseno, a la dcha. Distribución del valor medio anual del factor coseno en un campo del hemisferio Norte

6.3.1.1.2. Pérdidas por sombras.

Engloban tanto las producidas por las sombras que unos heliostatos proyectan sobre otros, como al proyectada por la torre y cualquier otro elemento sobre los heliostatos. Estas pérdidas suelen ser del orden de un 1% de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

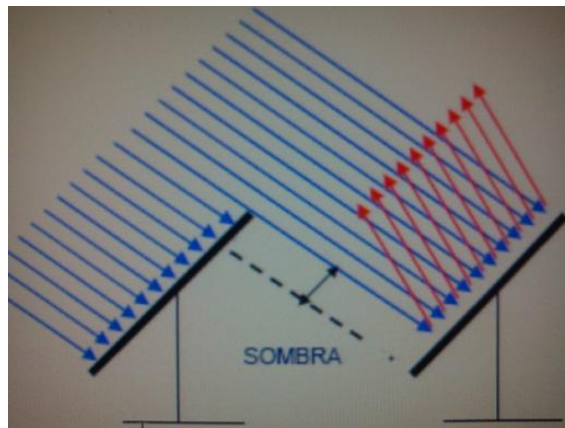


Figura 72. Pérdidas por sombra

6.3.1.1.3. Pérdidas por bloqueos:

Cuantifican la fracción de radiación solar reflejada por los heliostatos que no alcanza el receptor al resultar bloqueada por heliostatos vecinos. El valor medio de estas pérdidas es también del orden del 1%.

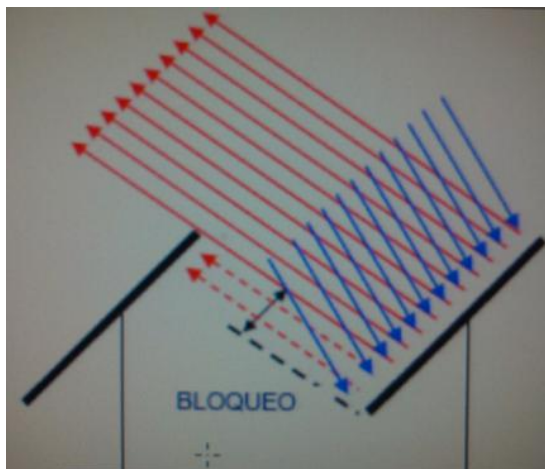


Figura 73. Pérdidas por bloqueos

6.3.1.2. Pérdidas por reflectividad

Los heliostatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflexiva, ya que parte de dicha radiación es absorbida por la misma. La razón entre radiación incidente y reflejada se denomina reflectividad, y depende de la longitud de onda de la radiación incidente. Para la cuantificación de este factor se emplea un valor medio ponderado por el espectro solar. Además de la longitud de onda de la radiación incidente, la reflectividad depende también del material usado como superficie reflexiva, así como de factores dependientes del entorno, como la cantidad de polvo en el ambiente que puede sedimentar y la frecuencia de las lluvias. La limpieza y mantenimiento de los heliostatos contribuyen de forma importante a que sus valores de reflectividad sean altos. Hoy en día existen en el mercado espejos con reflectividades espectrales medias del 92-94%.

6.3.1.3. Pérdidas por atenuación atmosférica.

La radiación solar reflejada por el heliostato sufre una atenuación, debida a procesos de absorción y dispersión, en su camino entre la superficie reflexiva y el receptor. Esta atenuación, que depende de las condiciones atmosféricas al nivel de la superficie, será mayor cuanto mayor sea la distancia que recorre la radiación reflejada, por tanto será mayor cuanto más alejado esté un heliostato de la torre. El valor medio de estas pérdidas para el campo completo suele estar alrededor del 5% de la potencia reflejada por este.

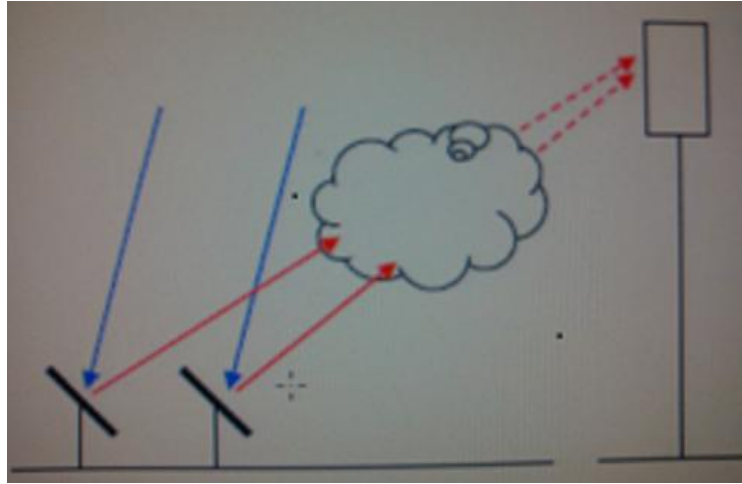


Figura 74. Pérdidas por atenuación atmosférica.

6.3.1.4. Pérdidas por desbordamiento de flujo.

La dispersión del haz de luz de rayos paralelos de la radiación incidente sobre el campo de heliostatos, pequeñas desviaciones en el seguimiento del sol por parte de los heliostatos, errores ópticos en las superficies reflexivas como consecuencia del proceso de fabricación, y la necesidad de distribuir el flujo de radiación incidente en el receptor para evitar picos de flujo superiores a los que el material del receptor puede aguantar, provocan una pérdida de flujo circulante al receptor cuantificada con el denominado factor de desbordamiento llamado spillage,. Este factor puede oscilar entre el 3% y el 5% de la radiación reflejada por el campo de heliostatos, dependiendo entre otros factores de cuál sea la estrategia de apunte del campo de heliostatos.



Figura 75. Pérdidas por desbordamiento de flujo

6.3.2. Rendimiento del receptor.

El rendimiento de receptor en un instante concreto queda determinado por el cociente entre la potencia térmica que incide sobre él, y la potencia térmica aportada al fluido de trabajo. El valor medio anual para dicho rendimiento se sitúa en torno al 90%.

Las principales pérdidas en el receptor son las siguientes:

6.3.2.1. Pérdidas por radiación.

Las pérdidas por radiación pueden desglosarse en pérdidas por reflexión, que dependen de la absorptividad de la superficie absorbidora, donde la fracción no absorbida será reflejada hacia el exterior, y pérdidas por emisión, que dependen de la temperatura y de la emisividad de la superficie absorbidora.

6.3.2.2. Pérdidas por convección.

Son las que se producen desde la superficie absorbidora al aire de los alrededores. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y el ambiente.

6.3.2.3. Pérdidas por conducción.

Se producen desde el absorbedor a los elementos estructurales y auxiliares en contacto con el receptor, también proporcionales a la diferencia de temperatura entre el absorbedor y estos elementos.

6.3.3. Balance Energético Global.

Teniendo en cuenta, además de las pérdidas asociadas al campo solar, las asociadas al sistema de conversión de energía térmica en energía eléctrica, podemos decir que de toda la potencia térmica captada por el campo de heliostatos, aproximadamente un 16,5% se transforma en potencia eléctrica, mientras que el resto se disipa al ambiente.

6.4. Situación actual y desarrollo tecnológico de los SRC.

Los sistemas de receptor central, después de la fase de demostración del concepto, se encuentran hoy en día en puertas de comenzar su primera etapa de explotación comercial. El ensayo de más de 10 pequeñas instalaciones experimentales de entre 0,5-10 MWt, principalmente en los años 80 del pasado siglo, sirvió para demostrar la viabilidad técnica del concepto y su capacidad para operar con grandes sistemas de almacenamiento térmico. La experiencia más extensa ha tenido lugar en varios proyectos desarrollados en la Plataforma Solar de Almería, en las plantas SSPS y CESA, y en Barstow (California) en las plantas Solar One y Solar Two. Estas plantas en la actualidad se utilizan únicamente para desarrollar diferentes proyectos de investigación y no se encuentran en funcionamiento permanente.

Los distintos proyectos de desarrollo tecnológico que han tenido lugar desde entonces han permitidos ir mejorando componentes y procedimientos, de modo que hoy en día las predicciones establecen valores de eficiencia del sistema, conversión de solar a electricidad, del 23% en punto de diseño y del 20% en anual. A pesar de todo, el gran reto pendiente para los SRC es la puesta en marcha de una primera generación de plantas comerciales operando a régimen de despacho a red bajo condiciones de mercado.

Actualmente puede decirse que existen tres conjuntos básicos de opciones tecnológicas disponibles y suficientemente demostradas en lo que a centrales de torre se refiere. Todos ellos se apoyan en la tecnología de heliostatos de vidrio-metal, ya que los heliostatos de membrana tensa no han cumplido de momento las expectativas ni en cuanto a coste ni a funcionamiento.

Estos conjuntos son los siguientes:

- Sistemas de sales fundidas en receptor y almacenamiento, con receptor tubular externo, ciclo Rankine. Desarrollado principalmente en Estados Unidos y en la central Solar Gemasolar en España.
- Sistemas de agua-vapor en receptor, con almacenamiento en sales, aceite térmico, o vapor a presión, con receptor tubular externo o de cavidad, ciclo Rankine de la turbina de vapor. Desarrollados en Estados Unidos y Europa.
- Sistemas de receptor volumétrico de aire abierto, es decir, a presión atmosférica, con almacenamiento en rocas o similar, ciclo Rankine. Desarrollados principalmente por industrias suizas y alemanas.

6.4.1. A corto plazo.

A corto plazo, el desarrollo tecnológico se centra en la construcción de una o varias plantas que operen en entorno comercial, como mejor forma de escalar en la curva de aprendizaje. Algunos de estos proyectos, en funcionamiento actualmente son: la planta PS10 en Sevilla que produce unos 10 MW eléctricos y se trata de un sistema agua-vapor en el receptor, y la PS20 de 20MW construida al lado de la anterior con una torre de 165m, 1255 heliostatos y capaz de suministrar electricidad a 10000 hogares. La planta Solar Tres, basada en su antecesora Solar Two, que se trata de una planta diseñada para producir unos 15 MW eléctricos con tecnología de sales fundidas en receptor y almacenamiento. O la ya nombrada Gemasolar, que será nuestro ejemplo a seguir en la realización de este proyecto, con la tecnología igual que la anterior pero capaz de producir 20 MW eléctricos.



Figura 76. Imagen de la planta Gemasolar.

En lo que se refiere a componentes, las líneas principales son:

- Optimización del heliostato, que constituye el factor de coste más importante en un sistema de receptor central.
- Desarrollo de sobrecalentadores de vapor fiables y eficientes.
- Sistemas de almacenamiento más eficientes y económicos.
- Mejora del funcionamiento y fiabilidad de los diferentes elementos que componen el ciclo.

6.4.2. A largo plazo.

A largo plazo, el objetivo principal es aprovechar el potencial de esta tecnología para la obtención de altas temperaturas, empleando concentración secundaria, y mejorar así el aprovechamiento exergético de la radiación solar. Existen dos líneas principales.

- Sistemas de receptor volumétrico de aire presurizado, con concentración secundaria (tipo trompeta) para la integración de la energía solar en un ciclo Brayton. Desarrollados principalmente por industrias alemanas.
- Sistemas de receptor volumétrico de aire presurizado con 3 etapas de concentración. Ciclos Brayton o combinado. Esta en desarrollo en Israel en el Instituto Weizmann.

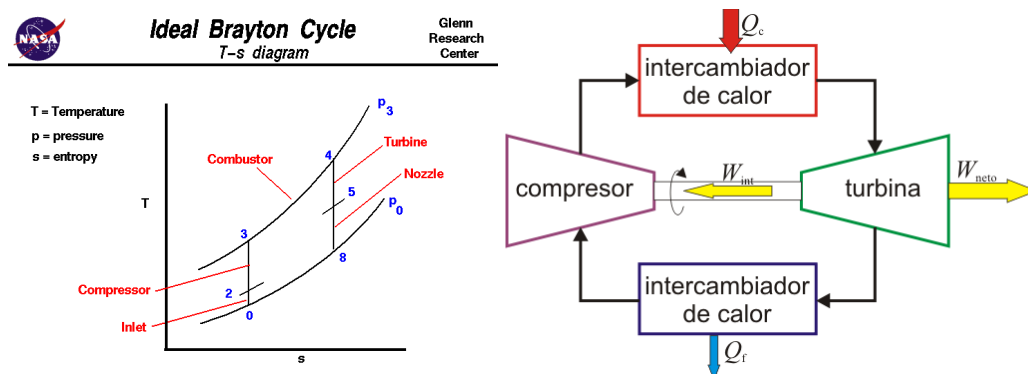


Figura 77. Imágenes de ciclo Brayton ideal.

6.5.El problema de optimización de los SRC.

La base para el diseño de una planta de receptor central es un análisis de la totalidad de subsistemas que integran la planta. El objetivo fundamental del proceso de diseño y optimización es seleccionar la opción tecnológica que minimice el coste de producción de la energía eléctrica. Este coste se calcula teniendo en cuenta los costes fijos y los de operación, además del retorno de la inversión.

El proceso de diseño conceptual de una planta de receptor central suele constar de tres etapas:

- Definición de la planta
- Optimización de la parte solar de la planta
- Optimización de la parte convencional de la planta.

6.5.1. Definición de planta.

La definición de la planta conlleva la especificación de los siguientes datos:

6.5.1.1. Localización de la planta.

La magnitud más importante para definir la localización de la planta es la latitud, que determina el límite superior de la cantidad de radiación solar que se alcanza en el emplazamiento escogido. También es importante el patrón de tiempo atmosférico que está determinado por factores como la altitud, proximidad de montañas, presencia de agua, centros de población cercanos, etc.

6.5.1.2. Punto de diseño del sistema solar.

Es el instante del año, determinado por un día Juliano y una hora solar, para el que se optimiza el diseño de la planta, con la intención de alcanzar la potencia nominal bajo unas condiciones establecidas de irradiancia solar.

La decisión de seleccionar el punto de diseño adecuado no es inmediata. Cuando se dimensiona un sistema solar sin requisitos estrictos de energía anual a producir, se suele establecer al mediodía solar del equinoccio de primavera como punto de diseño para la optimización del sistema, dado que es un día que puede considerarse de condiciones medias, en el que la declinación, que a lo largo del año varía entre los 23,45 del solsticio de verano y los -23,45 del de invierno, toma un valor de 0°. Así se puede pensar que la energía que no llega a producir en los meses invernales por el menor número de horas de sol y peores rendimientos geométricos del campo solar, puede ser recuperada en el periodo estival, en el que sucede lo contrario.

Si se dimensionara un sistema para el punto de diseño determinado por el mediodía solar del solsticio de verano, la planta funcionaría muy pocas horas al año en condiciones de potencia nominal, ya que la planta resultaría optimizada para las mejores condiciones posibles.

Por el contrario, dimensionando para las peores condiciones en cuanto a rendimiento geométrico del campo solar y nivel de irradiancia se refiere, es decir, dimensionando para el punto de diseño determinado por el mediodía solar del solsticio de invierno, se podría obtener una planta sobredimensionada, en la que se presentara la oportunidad de poder operar a más potencia nominal. Pero como los sistemas se dimensionan para trabajar con un aporte máximo determinado por la propia potencia de

diseño, no se podría aprovechar toda la potencia que el campo de heliostatos ofrece, debiendo procederse a desapuntar heliostatos del receptor. Se tendría entonces una parte del campo de heliostatos improductiva durante un gran número de horas al año.

6.5.1.3.Potencia de diseño:

Es la potencia a producir por la planta en el punto de diseño.

6.5.1.4.Factor de capacidad de la planta:

Viene determinado por la potencia de diseño y el tamaño del sistema de almacenamiento. El valor de este factor indica el tipo de servicio para el que se diseña la planta. Se calcula como el cociente de la energía anual producida, entre la energía que se hubiera producido si la planta hubiese funcionado en el punto de diseño todo el año.

6.5.1.5.Fluido caloportador del receptor y el sistema de almacenamiento:

Puede ser el mismo fluido o tratarse de diferentes fluidos para el receptor y el sistema de almacenamiento. Habrá de definirse también las condiciones de presión y temperatura del fluido a la entrada y salida del receptor, así como del sistema de almacenamiento, condiciones que vendrán determinadas por el punto de operación deseado en el sistema de conversión de energía térmica en mecánica.

6.5.1.6.Configuración del campo de heliostatos.

En términos generales, un campo Norte es más eficiente en el punto de diseño que uno circular, debido a las diferencias en pérdidas relativas al factor coseno asociadas a ambas configuraciones. Esto conduce a poder dimensionar campos con un menor número de heliostatos y por tanto, a una menor inversión. Sin embargo, para campos muy grandes, las mejoras producidas por un mejor efecto coseno en un campo Norte, se van viendo afectadas por una mayor atenuación atmosférica, y una mayor imagen reflejada por el heliostato en el receptor, asociadas a una longitud media superior de la distancia de separación entre heliostatos y receptor, que en un campo circular.

6.5.1.7. Configuración del receptor.

Dependiendo de la configuración escogida para el campo de heliostatos, de la potencia térmica que deba absorber el receptor y del fluido caloportador de trabajo, se escogerá la configuración del receptor más adecuada. Así de forma general, cuando el fluido de trabajo no sea el aire, se escogerá la configuración cilíndrica externa para campos circulares (Gemasolar), plana externa para campos Norte de reducidas dimensiones y de cavidad para campos Norte de gran potencia. Cuando el fluido de trabajo sea aire, el receptor usado será de tipo volumétrico.

6.5.2. Optimización de la parte solar de la planta.

Los parámetros que intervienen en la optimización del diseño de la parte solar de la planta son, además de los parámetros que definen la planta, los siguientes:

6.5.2.1. Dimensiones, calidad óptica y canteo de los heliostatos.

Las dimensiones de los heliostatos determinarán el número necesario de los mismos, de acuerdo con la expresión:

N° de heliostatos = Sup. Total / Sup. Heliostato, donde:

- Sup. Total: superficie reflectiva total necesaria para obtener la potencia térmica necesaria en el receptor.
- Sup. Heliostato: superficie reflectiva de un heliostato.

Inherentes a la superficie reflectiva del heliostato, los errores ópticos cuantifican la desviación del rayo reflejado a la dirección determinada por la ley de la reflexión, debido a las ondulaciones propias del espejo una vez fabricado.

En cuanto al canteo del heliostato, se denomina como tal al trabajo de posicionamiento final de cada una de las facetas que componen el heliostato con el fin de que estas focalicen en un cierto punto del espacio. Cuando el canteo se realiza de forma que todas las facetas tiene en el instante de canteo (día Juliano y hora Solar en que se realiza el canteo) el mismo punto focal, el canteo se denomina al eje, llamado on axis, un canteo fuera de eje, off axis, puede ser el resultado de un trabajo en el que se pretenda que las imágenes de todas las faceta del heliostato se superpongan en el receptor cuando el heliostato no se encuentre a la misma distancia del receptor que la correspondiente a su distancia focal.

6.5.2.2. Altura de torre:

El coste de la torre, cuyo valor varía exponencialmente con la altura de la misma, tiene un peso importante en el coste total de la planta. La altura de torre debe ser un parámetro que quede libre en la optimización de la planta, ya que, según se comentó, siempre existe un óptimo técnico a partir del cual, un incremento en la altura de la torre perjudica los rendimientos generales del campo y además puede existir un óptimo económico que delimite una altura de torre inferior a la determinada por el óptimo técnico.

6.5.2.3. Dimensiones del receptor.

Para todos los casos, deberán ser lo menores posibles para reducir las pérdidas por radiación y convección, así como el coste del mismo, pero suficientes para permitir que se cumplan dos condiciones en este:

- No sobrepasar el límite de flujo de radiación incidente en ningún punto de la superficie absorbente.
- Minimizar el desbordamiento de la radiación incidente.

6.5.2.4. Múltiplo solar.

Este parámetro define la fracción de potencia térmica que se destina a almacenamiento, respecto a la potencia térmica total transmitida en el receptor al fluido de trabajo.

6.5.2.5. Superficie de terreno disponible.

Determinará la densidad de heliostatos y las coordenadas finales de los mismos en el campo.

6.5.2.6. Modelo de distribución de la energía incidente procedente del sol:

En la imagen del sol extraterrestre se produce el fenómeno de oscurecimiento en el borde, determinado por el decremento de la insolación que se origina cuando nos acercamos a su límite visible. El tamaño y forma de la distribución de la intensidad de la radiación solar son posteriormente modificados por la difusión que se produce en la

atmosfera terrestre. En general, el tamaño de la imagen del sol aumenta a la vez que el total de la radiación incidente disminuye, por causas de la difusión atmosférica. La forma de la imagen del sol es por tanto muy importante en los cálculos de desbordamiento y distribución de flujo en el receptor.

6.5.3. Optimización de la parte convencional de la planta.

Su objetivo es seleccionar la combinación apropiada entre el tamaño de la turbina, la capacidad de almacenamiento y el posible apoyo de combustible fósil, para garantizar la producción de energía eléctrica anual de la planta que haga que el proyecto sea viable económicamente.

7. Datos y características del proyecto

Los componentes de la central de torre a desarrollar son los siguientes:

- Sistema colector o campo de heliostatos.
- El receptor.
- La torre.
- El sistema de control.
- Sistema de almacenamiento térmico.
- Sistema de producción de potencia.
- Sistema auxiliar.

7.1. Campo de heliostatos.

Como ya se comentó en el apartado anterior, su función es la de concentrar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor.

El heliostato está formado por una superficie reflectante que supondrá unos 117 m² cada uno, una estructura soporte, un pedestal de cimentación, unos mecanismos de movimiento a dos ejes y un sistema de control autónomo. Este heliostato se alimenta con la energía producida por un pequeño panel fotovoltaico instalado sobre su estructura y se controla vía radio, lo que elimina la necesidad de cableados de potencia y control del campo de heliostatos, con la consiguiente reducción de costes.



Figura 78. Heliostato con control autónomo y seguidor en soporte

El sistema de control mantiene de manera continua, actuando sobre el servomecanismo de elevación y azimuth, la superficie reflectante de forma que la reflexión de la radiación solar directa que incide sobre ella sea dirigida al receptor solar.

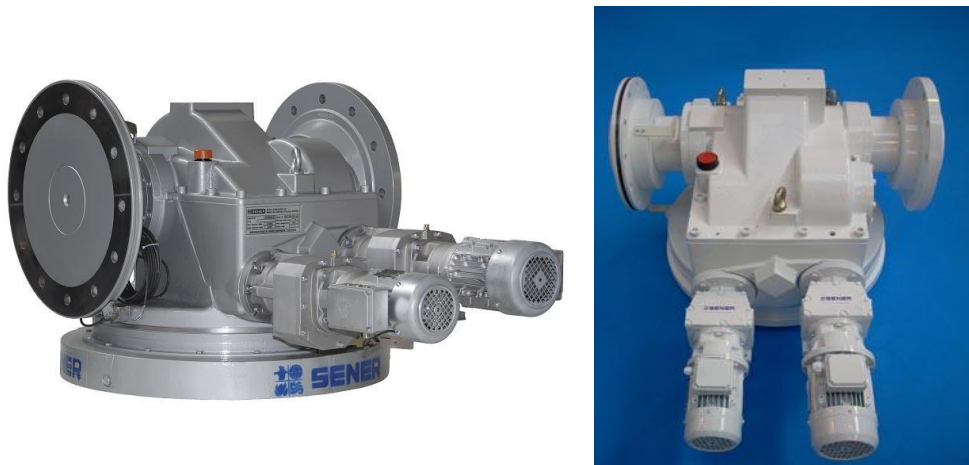


Figura 79. Seguidor de Sener para Gemasolar (modelo a seguir).

Los heliostatos se construirán con espejos de vidrios sustentados en una estructura metálica (tecnología vidrio-metal). Debido principalmente al abaratamiento de los espejos y la optimización de sus componentes.

El despliegue del campo de heliostatos en relación al receptor, por el tamaño de la planta y por la posición del receptor, se construirá alrededor de la torre, siendo del tipo campo circundante.



Figura 80. Campo circundante (Gemasolar)

A continuación se definen las principales características de los heliostatos:

- Heliostato de gran superficie = $117,37 \text{ m}^2$.
- Número de heliostatos = 2527 espejos.
- Alta calidad óptica y precisión de apunte.
- Faceta integrada espejo-estructura portante.
- Innovador sistema de unión de las facetas.
- Reducidos costes de fabricación, montaje y mantenimiento.

7.2. Receptor solar.

El receptor de la CETS de receptor central será del tipo cilíndrico externo. En él se producirá la conversión de la radiación solar concentrada en energía térmica.

El receptor solar está formado fundamentalmente por: la superficie de absorción, compuesta de múltiples paneles modulares, la estructura del receptor, a la cual están unidos los paneles de absorción, tuberías de interconexión entre paneles, colectores exteriores e interiores y por último, el sistema de control.



Figura 81. Receptor cilíndrico externo.

Los requerimientos del receptor son los siguientes:

- Tamaño óptimo para minimizar pérdidas térmicas = Diámetro 8 m, altura 10.67 m.
- Alto flujo de radiación incidente.
- Diseño optimizado para trabajar a los límites máximos de temperatura del metal.
- Máxima eficiencia térmica.
- Diseñado para 25 años de operación.
- Formado por 20 paneles con tuberías internas de 4 cm de diámetro.
- Potencia térmica del receptor = 156.471 MWt.

En los receptores exteriores cilíndricos, la radiación solar reflejada por el campo de heliostatos incide directamente sobre la superficie absorbadora. El receptor central de torre está fabricado con una aleación de materiales similares a los del sector aeronáutico capaces de soportar 900°C.

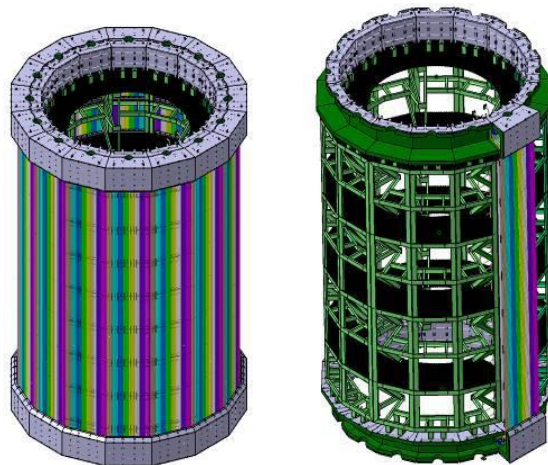


Figura 82. Prototipo del receptor solar

El fluido usado como fluido caloportador en el receptor será el siguiente:

Sales fundidas: Normalmente son mezclas binarias de nitrato de sodio y potasio. Se trata de un fluido caloportador barato y no tóxico. Las sales fundidas son un medio adecuado como fluido de trabajo en el receptor y como fluido de almacenamiento térmico, ya que es un fluido estable hasta los 574°C aproximadamente y permanecen en estado líquido hasta unos 245°C . Hay una precaución a tener en cuenta relacionada con el hecho de la alta temperatura de solidificación mencionada, debiéndose tomar por tanto las oportunas medidas para evitar la solidificación del fluido en tuberías, intercambiadores y depósito de almacenamiento.

7.3. La torre.

Se construirá una torre de cemento armado encima de la cual ira colocado el receptor. Esta medirá 100 m. de altura y en su interior llevará las tuberías de circulación de sales fundidas, además de una bomba capaz de elevar las sales frías hasta los 100m, con una temperatura de unos 290°C , altura en la que se encontrará el receptor solar.



Figura 83. A la izda. Imagen de la torre de Gemasolar, A la dcha. Esquema del interior de la torre (en naranja: sales frías, en rojo: sales calientes).

7.4. Sistema de control.

La función principal del sistema de control de un SRC es gobernar los arranques y paradas diarios. Cada helióstato del campo dispone de un control local cuya principal función es controlar los motores de los ejes de elevación y azimut para posicionar al

heliostato en el punto deseado. Este sistema se podría alimentar con un pequeño panel solar colocado en el mismo heliostato y así evitar un consumo innecesario de energía.

Los mejores softwares para controlar la planta son los diseñados por la empresa SENER, los sistemas SENREC y SENSOL, utilizados en la planta Gemasolar, entre otras. SENREC está diseñado para proyectar receptores solares y analizar los parámetros de temperatura, presión o velocidad del fluido de sales a lo largo de las tuberías. Por su parte, SENSOL fue creado para optimizar el diseño de la planta en función de múltiples variables como el tamaño de la torre, los heliostatos, el receptor o el sistema de almacenamiento, debido a la imposibilidad de utilizar este software se utilizará el System Advisor Model (SAM), para la optimización del proyecto.

7.5. Sistema de almacenamiento térmico.

Para la producción de energía es clave el correcto funcionamiento de los intercambiadores de calor situados entre los tanques de sales frías y calientes. Los intercambiadores de calor también están interconectados por un complejo sistema de tuberías.

Los dos tanques, el de sales frías y el de calientes, se asentarán sobre una base de arlita, un material aislante y resistente a las altas temperaturas que minimiza el riesgo de deformaciones del terreno. Los tanques pueden almacenar hasta 1235.3 MWh de energía.

En los tanques se almacenará la energía térmica captada en el receptor, en forma de calor sensible. Como ya se ha comentado se usará el medio conveniente para almacenar este tipo de calor, en nuestro caso sales fundidas de las que se hablará a continuación, aunque ya se sabe que también se puede almacenar aceite.



Figura 84. Tanque de almacenamiento de energía térmica por medio de sales fundidas.

El sistema basado en el calor sensible suele ser el sistema de almacenamiento más empleado y se implementará en forma de almacenamiento directo, en el cual el fluido de trabajo del receptor es el mismo que el medio de almacenamiento.

Como ya se explicó en el apartado 6.2.5.3, los principales factores técnicos a tener en cuenta son:

- Alta densidad energética de la sustancia o material de almacenamiento.
- Buena transferencia de calor entre el fluido de trabajo del campo solar.
- Estabilidad mecánica y química de la sustancia de almacenamiento.
- Compatibilidad química entre fluido de transferencia de calor, la sustancia de almacenamiento y el material de los intercambiadores, en caso de existir.
- Reversibilidad en los ciclos de carga y descarga.
- Bajas pérdidas térmicas del sistema.
- Control.

Se utilizarán aislantes térmicos para conseguir crear superficies prácticamente adiabáticas con unas pérdidas no superiores a 1°C/día.

Los parámetros característicos de un sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas son los siguientes:

- Cantidad de energía que se puede almacenar = 1235.3 MWh.
- Tipo y cantidad de sales necesarias = NaNO₃ (60%) y KNO₃ (40%).
- Temperatura del tanque caliente y del tanque frío = 574°C (tanque caliente) y 290°C (tanque frío).
- Horas previsibles de almacenamiento = 15h.
- Caudal de circulación de la bomba de impulsión = 0.35 m³/s = 1260 m³/h
- Dimensiones de los tanques = 19.1276 m (diámetro), 20 m (altura).
- Capacidad del tanque = 5746.99 m³
- Número de intercambiadores = 6 x 6kW. 4 en el tanque frío y 2 en el caliente.
- Tipo de bomba = Bomba VTP para sales fundidas FlowServe. Bomba CPXV de FlowServe para servicios auxiliares. Bombas API HDX de FlowServe para circulación de sales fundidas.
- Presión de la bomba de impulsión = 85 bar.

En cuanto a qué tipo de sales empleado, se utilizara la solución más habitual, compuesta por NaNO₃ (60%) y KNO₃ (40%), cuyas características más importantes son:

- Punto de congelación: 220°C.
- Densidad: 1800 kg/m³.
- Calor específico: 1500 J/ kg K
- Poca reactividad.
- Bajo coste, 1 €/kg.

7.6. Sistemas de producción de potencia.

El sistema de generación de energía eléctrica de la planta constará fundamentalmente de grupo de turbina de vapor, condensador, bombas de recirculación del vapor condensado y el receptor solar.



Figura 85. Turbina de vapor de la planta Solar Tres, fabricada por Siemens.

Las condiciones transitorias de operación que se producen en un SRC, debido a la variación de la intensidad de la radiación solar, hacen que la turbina además de trabajar con rendimientos bajos, sufra un gran desgaste, por lo que es importante realizar los correctos mantenimientos de la misma.

A continuación, describiremos el ciclo de la planta, que emplea sales fundidas como fluido de trabajo.

7.6.1. Ciclo de la planta.

Al igual que la planta Gemasolar, en Sevilla, tiene un funcionamiento diferente con respecto a las de vapor de agua. La luz solar incide sobre los helióstatos reflejándola hacia el receptor. En el receptor, las sales fundidas se calientan y se dirigen al tanque donde se almacenan a temperaturas superiores a 500°C . Del tanque caliente se dirigen a un intercambiador de calor, donde las sales al perder calor generan vapor de agua que mueve una turbina y el generador produce los 30 MW de potencia de la planta (ciclo Rankine). Al salir del intercambiador de calor, las sales se almacenan en otro tanque (tanque frío), de donde se bombean a lo alto de la torre comenzado nuevamente el ciclo. Estos tanques son de gran capacidad y casi adiabáticos, como ya se ha comentado antes, tienen unas pérdidas de 1°C /día, donde se produce el almacenamiento de las sales, permitiendo funcionar hasta 15 horas, mientras los tanques tengan energía térmica suficiente.

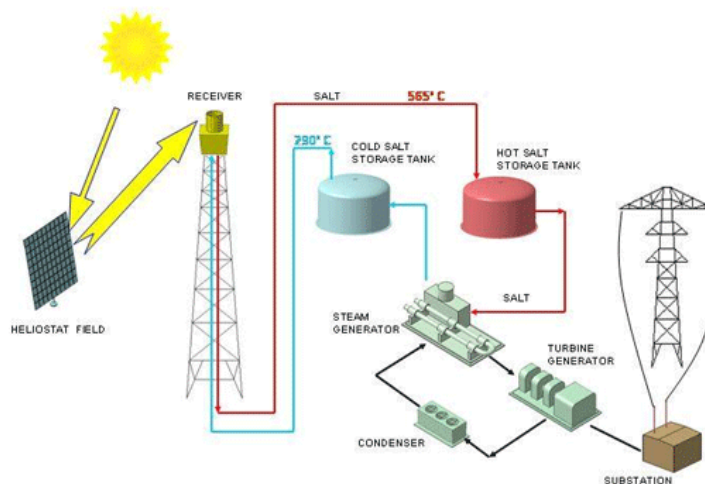


Figura 86. Esquema del ciclo de potencia

7.7. Sistema auxiliar.

Los elementos necesarios para el funcionamiento de la planta que ayudan a los principales componentes de la planta energética se incluyen en el sistema auxiliar y son los siguientes:

- Sistema de aire comprimido.
- Sistema de protección contra incendios.
- Equipos de refrigeración.
- Suministro y almacenamiento de agua
- Sistema de Nitrógeno.
- Sistema de ullage.

8. Posibles soluciones.

Las posibles soluciones abarcan prácticamente el tipo de instalación que vamos a colocar y la situación en la que tendrá lugar la instalación de la planta energética.

8.1. Tipo de instalación.

Respecto al tipo de instalación barajábamos varias soluciones.

8.1.1. Torre solar.

La primera idea que nos vino fue la construcción de una torre o chimenea solar. En este tipo de instalaciones el sol calienta una superficie muy grande, que podemos denominar “invernadero”. Esta superficie se encuentra recubierta por un panel acristalado, debajo del cual existe aire caliente debido a la acción solar. Este aire caliente mueve unas turbinas colocadas en la parte inferior de una alta chimenea situada en el centro de la superficie.



Figura 87. A la izda. Invernadero del prototipo de Manzanares, Madrid, a la dcha. Vista desde la parte superior de la torre.

La elección por este sistema venia porque una torre de estas características presentaba las siguientes ventajas:

- La primera y más clara, es por la producción de energía eléctrica limpia, contribuyendo con el medio ambiente en la no producción de gases contaminantes a la atmosfera.
- Otra ventaja es que a parte de obtener beneficio por la venta de electricidad, una torre de esta envergadura supondría un reclamo turístico grande, por lo que realizando los debidos estudios económicos, se podría destinar también para tal fin generando importantes beneficios.
- Además de, dependiendo de su localización, se podría usar como apoyo relieves naturales, lográndose de esta forma mayores alturas lo que conllevaría a generar más energía.
- Como se ha comentado anteriormente la superficie acristalada podría emplearse como invernadero, cultivando numerosos tipos de plantas.
- Por último la utilización con usos agrícolas y turísticos contribuirían a la generación de empleo además del generado para el mantenimiento de la torre.

A pesar de las numerosas ventajas que presenta, encontramos la desventaja suficiente para no decantarnos por este proyecto.

El problema principal es que cuanto más alta sea la torre, mas energía producirá. Pero no se puede hacer una torre infinitamente alta, y no solo infinitamente si no de las medidas deseadas. Debido a múltiples factores como son el gran impacto ambiental que supone una torre de 400 m de altura y los problemas que generaría al tráfico aéreo, junto con los permisos necesarios para esta gigantesca chimenea, decidimos optar por un proyecto de otro tipo.



Figura 88. A la izda. Prototipo de torre solar en Australia, a la dcha. Comparación de torre solar de 1000m con importantes construcciones del planeta.

8.1.2. Isla solar.

Se trata de un sistema basado en los colectores cilíndrico-parabólicos a gran escala situados sobre una plataforma marina. Se basa en que los rayos solares inciden sobre unos espejos curvos que concentran la radiación sobre unas tuberías calentándolas a unos 400-500°C. A partir de esto, se produce un vapor que mueve unas turbinas produciendo electricidad.

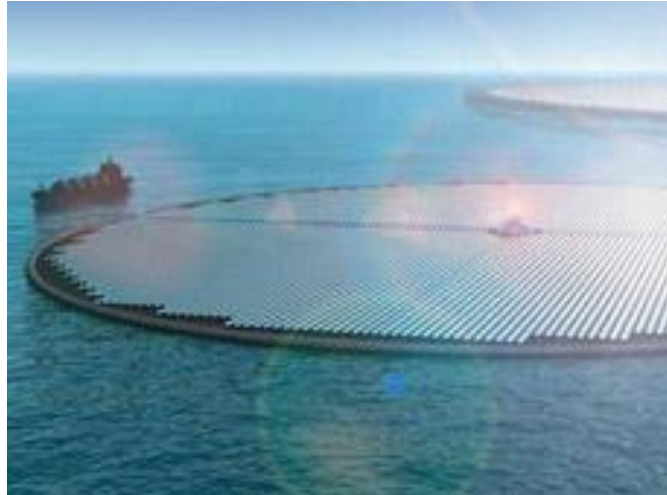


Figura 89. Isla Solar. Podemos ver a la izda. de la imagen un carguero con el que hacernos una idea del tamaño de la planta energética.

Este tipo de instalaciones, está siendo objeto de estudio últimamente debido a que presenta una clara ventaja:

- El 70% de nuestro planeta es agua, por tanto, es una muy buena opción utilizar el mar para la producción de electricidad evitando así ocupar la tierra eliminando campos de cultivo o parajes naturales, generando un alto impacto visual.

Aun pareciendo este un proyecto muy adecuado, observamos sus desventajas y rechazamos el proyecto:

- Presenta el inconveniente de estar en el mar, por lo que debería someterse a numerosos estudios de flotabilidad y resistencia a las incidencias del mar.
- Además tendríamos el problema de transportar la energía eléctrica desde la localización de la plataforma hasta tierra firme.
- Otra posible desventaja es la obtención de los permisos necesarios para colocar una enorme plataforma energética en medio del mar.

8.1.3. Central de disco parabólico.

Los receptores de este tipo de centrales solares térmicas constan de un espejo cóncavo de grandes dimensiones, que concentra los rayos solares en un receptor situado en el punto focal de un disco. La radiación de los rayos concentrados se absorbe en el receptor para calentar un fluido o gas (aire) a unos 750°C . Este fluido o gas se utiliza para generar electricidad en un pequeño pistón o motor Stirling (realiza una serie de movimientos de contracción-expansión), o una micro turbina, conectada al receptor.



Figura 90. Discos parabólicos (Stirling).

Este tipo de instalaciones presentan las siguientes ventajas:

- Trabajan a temperaturas muy altas y de su rendimiento es bastante alto, con eficiencias solar pico a electricidad de más del 30%
- Gran modularidad.
- Fácil fabricación y producción en serie de las piezas necesarias.
- No requiere agua para refrigerar el ciclo.

En su contra las desventajas por las que rechazamos esta propuesta son:

- Presentan mayor dificultad de almacenamiento a altas temperaturas.
- Menor potencial de disposición para integración a la red.
- Aún no existen ejemplos de uso comercial a gran escala.
- Los objetivos de costes previstos en producción en serie están aun por probar.

8.1.4. Torre de recepción central.

Se basa en una serie de espejos o heliostatos que reflejan la luz del sol concentrándola en lo alto de una torre de entre 100-160 m de altura. Se trabaja con temperaturas muy altas de entre 550 y 1000°C (dependiendo del fluido de trabajo) y se calienta un fluido, en nuestro caso sal fundida, para producir electricidad a partir de la evaporación que mueva una turbina.

Su funcionamiento, como se mencionó en anteriores apartados, consiste en la obtención de energía térmica a partir de la proyección de la radiación solar sobre un

receptor situado en lo alto de una torre, por medio de un gran número de heliostatos. Al proyectarse dicha radiación sobre un punto se calienta un fluido de trabajo para producir energía eléctrica debido a la evaporación en una turbina conectada a un generador.



Figura 91. Imagen de planta de receptor central, Gemasolar.

Esta ha sido el tipo de instalación elegida para la realización de este proyecto fin de carrera. Las ventajas que han dado pie a esta elección son las siguientes:

- La principal ventaja es que la energía puede ser almacenada en forma de calor, lo que dotará a la instalación de la posibilidad de trabajar hasta unas 15h. sin radiación, y contribuirá al aumento del rendimiento.
- Se consiguen grandes eficiencias de conversión utilizando unas temperaturas muy altas.
- Es posible la operación con centrales híbridas.
- Mejor refrigeración en seco que otras instalaciones como pueden ser los colectores de Fresnel.
- Mejor opción para usar en lugares no llanos.

En cuanto a sus desventajas las únicas apreciables podrían ser el impacto visual de la torre (aunque no es ni una mínima parte del que podría causar una torre solar) y que los rendimientos y los costes de operación aun son objeto de estudio y deben ser mejorados.

8.2. Elección del emplazamiento.

En cuanto al emplazamiento se tenían en mente distintos emplazamientos que analizamos a continuación:

8.2.1 Ceuta.

Es una región española del norte de África situada en el vértice superior del continente y bañada por el estrecho de Gibraltar. Es un territorio pequeño, de unas 1870ha aproximadamente. Tiene una radiación solar anual bastante buena para este tipo de instalaciones, 1874KWh/m². Su población es de alrededor de 85000 habitantes por lo que sería posible abastecer a la totalidad de hogares o en su gran mayoría.

El principal inconveniente es respecto al terreno, ya que son necesarias unas 185-190 ha para esta construcción, lo que supondría cambiar carreteras y ubicar alguna vivienda en otro lugar. Esto supondría un aumento del presupuesto debido a indemnizaciones además de que se tendría que llevar a cabo un acuerdo entre los habitantes expropiados. Por esta razón, a pesar de ser un buen terreno para construir esta central decidimos no llevarlo a cabo.

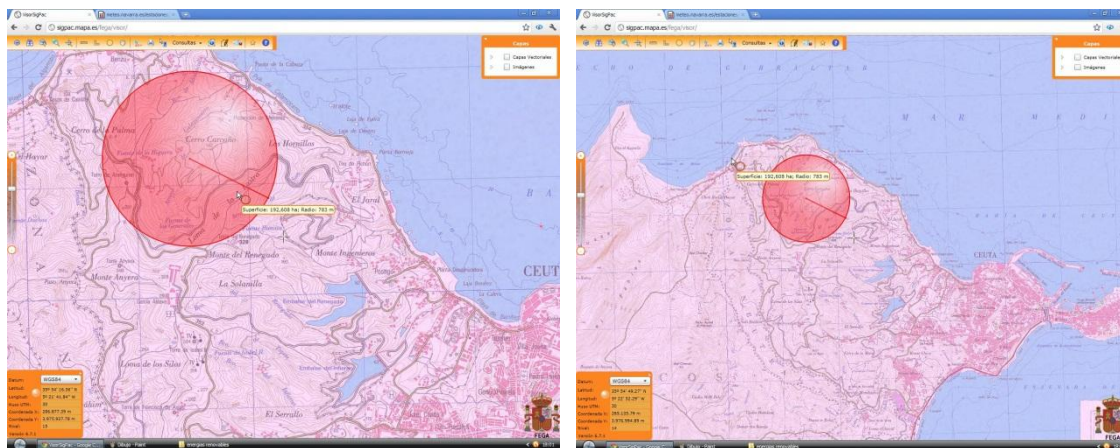


Figura 92. Posible emplazamiento de la central en Ceuta.

8.2.2. Tenerife (Zona de Izaña).

Esta isla situada entre los 27° y 29° latitud Norte es el lugar mejor situado en cuanto radiación solar se refiere.

Esta localización la encontramos en la zona de Izaña. Podríamos decir que es la zona con más radiación solar de España. Se encuentra en un parque natural en la falda del Teide, pero alejada del parque natural del Teide.

A una altura de unos 2400 m de altura y por encima de nubes bajas, la radiación en la zona de Izaña es muy alta, alrededor de 2451kWh/m², pero habiéndose llegado a

registrar datos mayores. A esta altura los días nublados al año son escasos y no superan 1/3 del total del año (114 días nublados).

El emplazamiento se situaría en el Llano de la Rosa, bajo el observatorio meteorológico de Izaña, por lo que no supondría un impacto tan grande como en otros lugares al haber ya construido otras instalaciones tecnológicas. Produciéndose la localización en esta zona se podría abastecer eléctricamente a dos de los cinco municipios más poblados de Tenerife como son Puerto de la Cruz y Oratova.

El principal problema que surge es que la zona es un parque natural por lo que se tendrían numerosos problemas para conseguir los permisos necesarios para una instalación de tal envergadura. Por esta razón y sumado a los problemas de adecuación del terreno, que aunque sea un llano, serán mayores que en otras zonas, se rechazó esta propuesta.

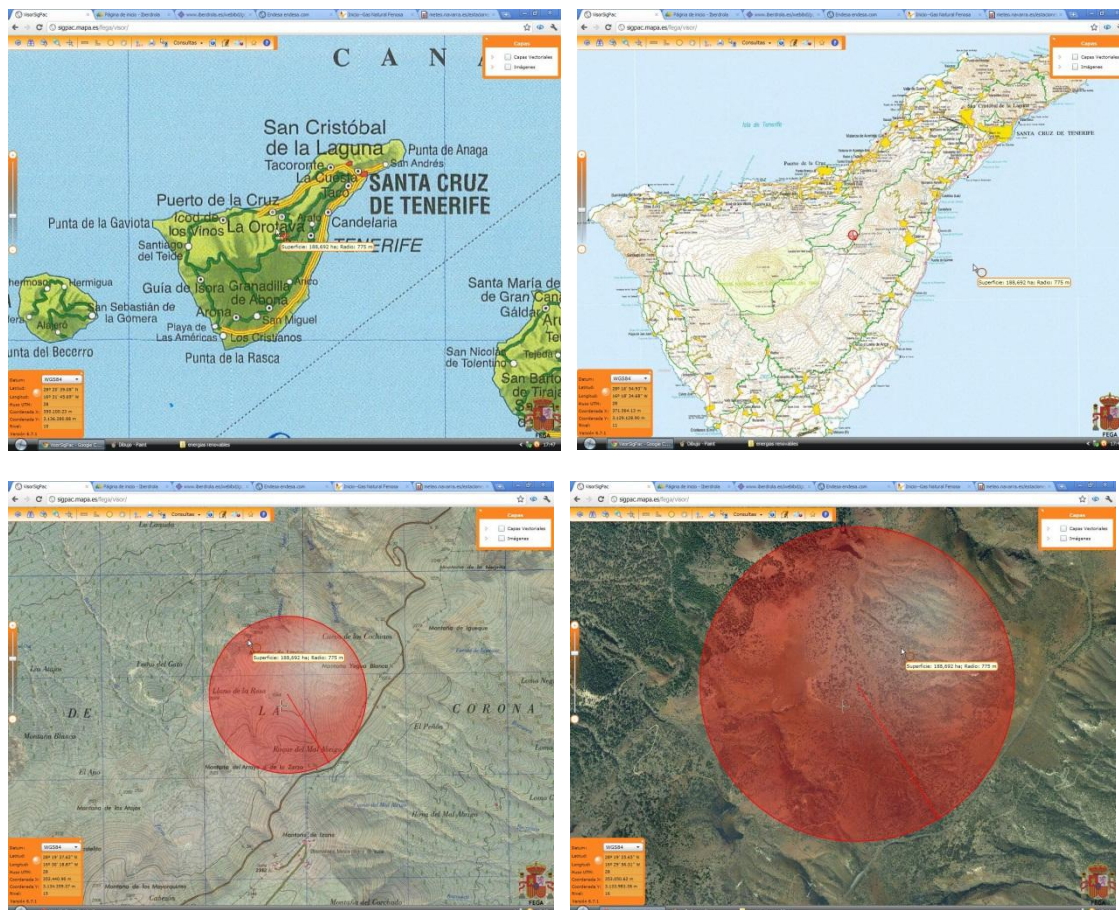


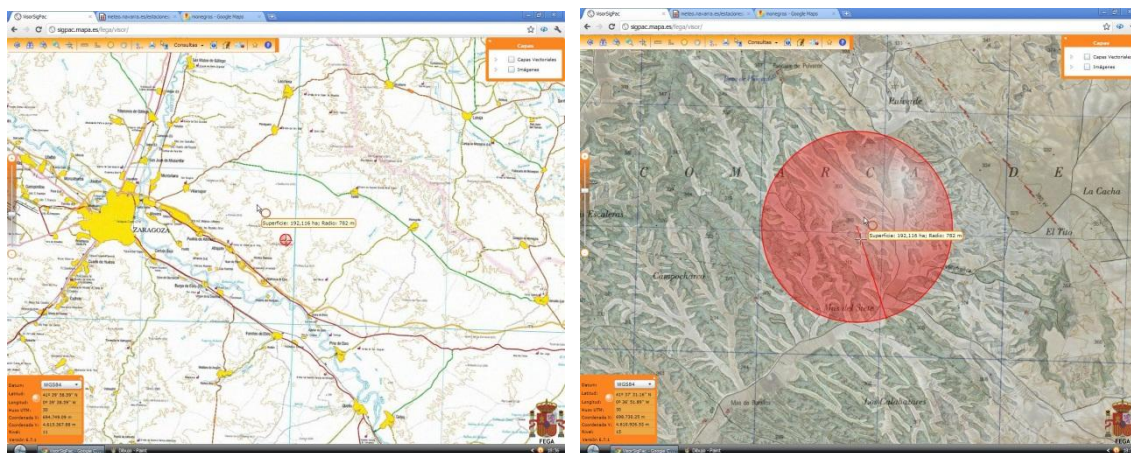
Figura 93. Emplazamiento en el llano de la Rosa de Izaña, Tenerife.

8.2.3. Desierto de los Monegros.

El desierto de los Monegros es un terreno de la comunidad de Aragón de 276.490 ha. No sería ningún problema encontrar un emplazamiento para nuestra planta energética ya que no existen demasiadas poblaciones en este territorio. En Monegros se pueden encontrar 31 municipios que suman 21641 habitantes, lo que significa, que se podría abastecer a todos ellos y transportar energía a capitales como Huesca o Zaragoza.

Esta zona del Norte peninsular se encuentra en el límite de la radiación solar necesaria ya que le llegan 1750kWh/m² por lo que podríamos tener un problema con el rendimiento, aunque no debería darse el caso porque aunque se recomienda trabajar con radiaciones superiores a 1800kWh/m², se puede trabajar con radiaciones algo menores.

Una buena ventaja que presenta esta localización es la de que se quiere realizar una “Las Vegas”, que aunque ahora mismo el proyecto parece que no se va a llevar a cabo aquí y podría realizarse en Madrid. En caso de que finalmente se aprobase en Aragón, una instalación de tipo termosolar podría abastecer la gran cantidad de energía eléctrica que necesita este tipo de “ciudades de juego”.



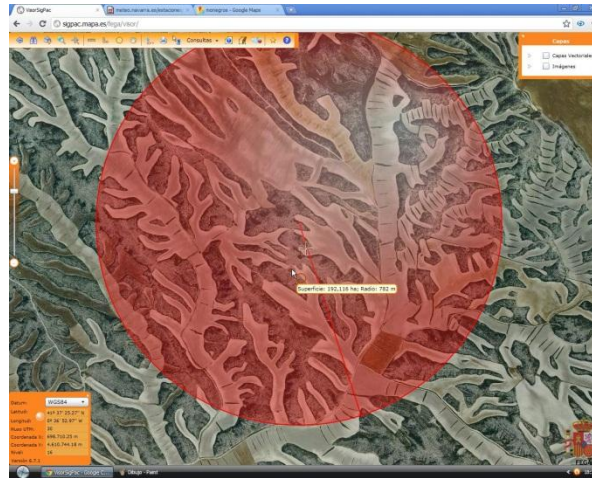


Figura 94. Posible emplazamiento en el desierto de los Monegros, Aragón.

8.2.4. Bardenas Reales.

Hemos seleccionado también este “desierto” de la Ribera Navarra ya que es nuestra comunidad autónoma y sería bonito construir una planta energética que pueda producir energía limpia para los habitantes de Navarra. En cuanto a la disponibilidad de terreno las Bardenas abarcan 41.875 ha de terreno de las cuales hemos situado las 190 necesarias para este proyecto cerca del campo de tiro del ejército.

Además de abastecer a poblaciones cercanas como Tudela generaría mucho trabajo a los ciudadanos navarros. Aun así, hemos encontrado una serie de inconvenientes que nos ha llevado a rechazar esta localización:

- El principal inconveniente es que la radiación solar que llega a esta zona del Sur de Navarra no supera los 1711,8kWh/m² (dato obtenido de la radiación media diaria del año 2011). Esto influiría negativamente en el rendimiento de la instalación pudiendo no cumplir con las expectativas.
- Otro inconveniente claro es que en esta zona se encuentra una base del ejército destinada a campo de tiro, por lo que una central de estas dimensiones podría perturbar las operaciones militares.
- Las Bardenas son un parque natural protegido, con lo cual también podrían presentárenos problemas legales con respecto a la construcción de una planta de energía termosolar.

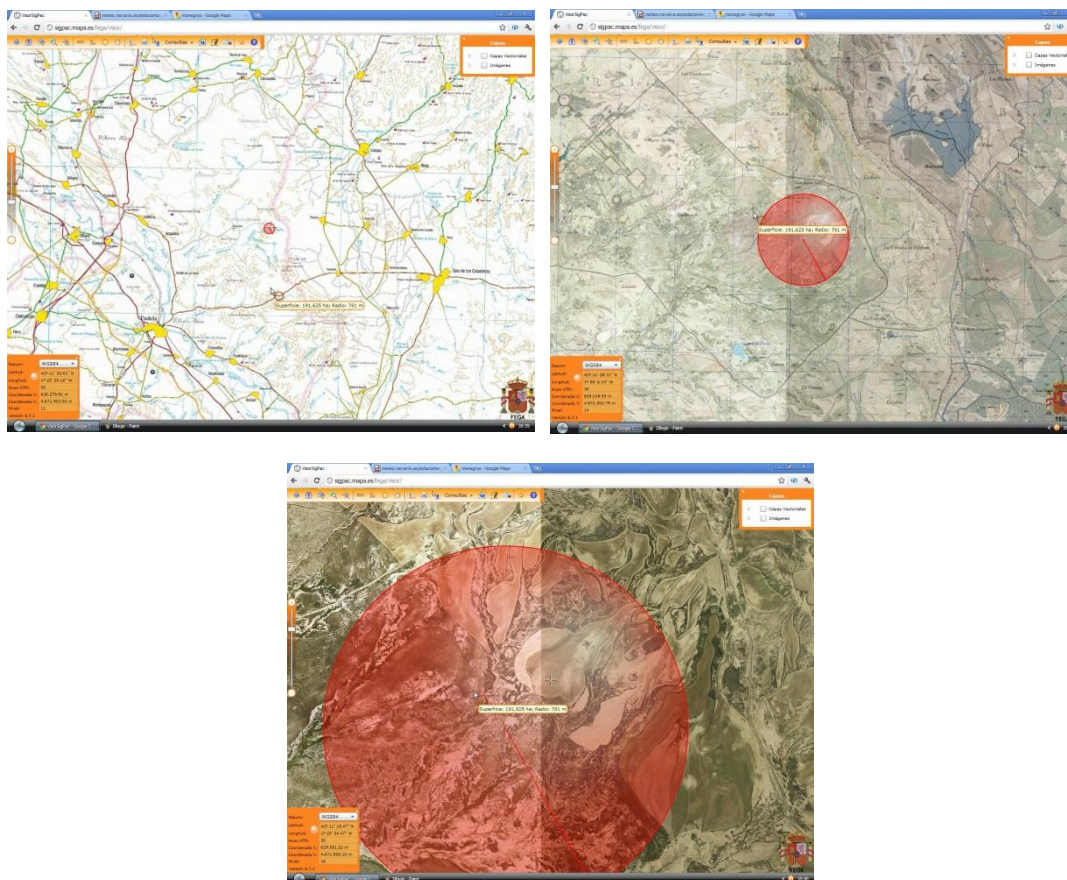


Figura 95. Posible emplazamiento en el Desierto de las Bardenas, Navarra.

8.2.5. Albacete.

Está ubicada en la provincia de Castilla la Mancha y se sitúa al lado de Andalucía. Entre todos los municipios y la capital presenta una población de unos 370.000 habitantes. Con esta instalación sería posible abastecer eléctricamente a $\frac{1}{4}$ de la población.

Es una región con una radiación óptima parecida a la de Andalucía debido a su proximidad. La radiación directa que le llega anualmente ronda entre los 1800 y 2200 kWh por lo que se puede decir que la situación es idónea para una instalación de este tipo.

Albacete es un territorio extenso lleno de terrenos para el cultivo, se podría llevar a cabo la implantación en prácticamente cualquier sitio comprando el terreno necesario a los propietarios. Hemos elegido 190 ha situadas cerca de la capital a la que se abastecería, aunque de haber algún problema, que no debería, se podría situar en cualquier otro lugar.

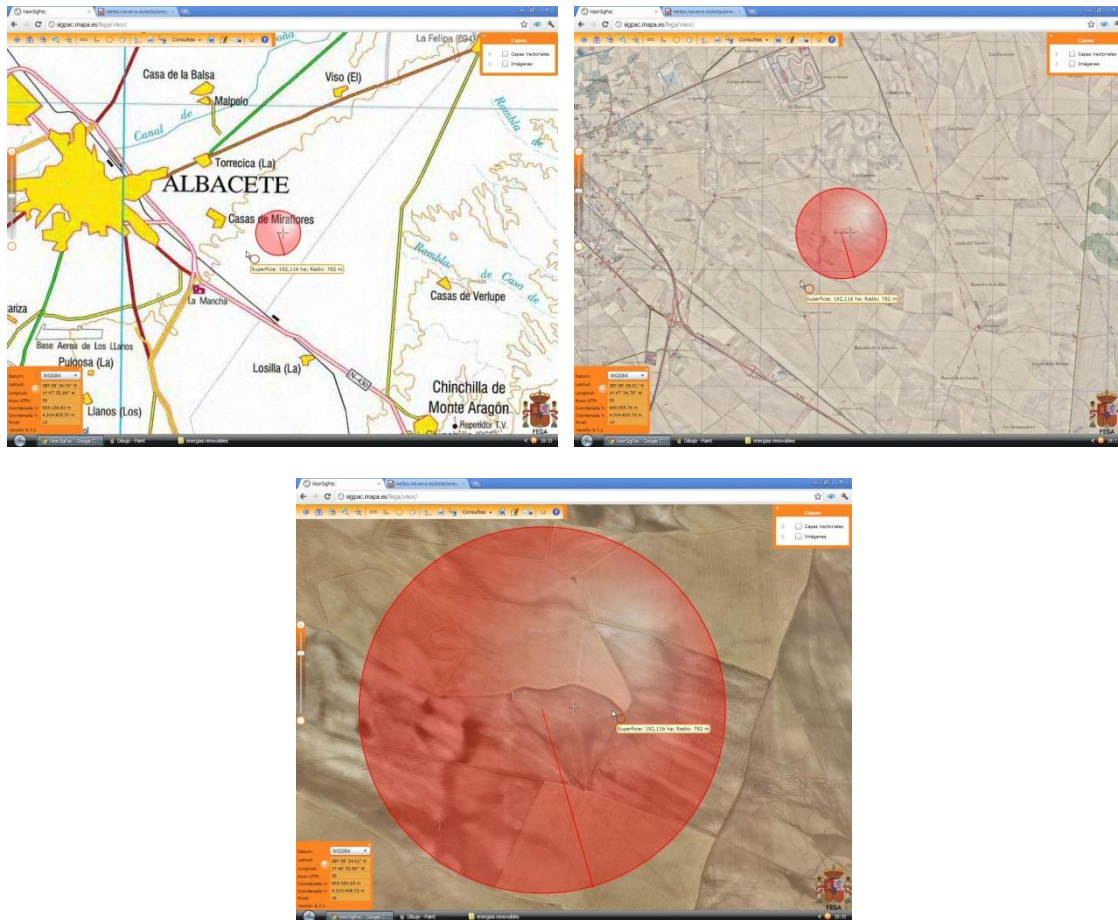


Figura 96. Posible emplazamiento de la central en Albacete.

9. Etapas y plazos de ejecución.

En el siguiente apartado se intentará aproximar tanto los trabajos necesarios que se llevarán a cabo para la construcción de la planta como los plazos de ejecución.

9.1. Obra civil

Debido a las características del emplazamiento se realizarán los siguientes trabajos en el terreno antes de comenzar con la construcción.

9.1.1. Movimientos de tierras

Los movimientos de tierras que se ejecutarán son los necesarios para dejar el terreno de forma uniforme para poder instalar el campo de heliostatos y la isla de potencia. Se realizarán trabajos de relleno y compactación del terreno. Se eliminará la vegetación y la capa de tierra superior, sin eliminar más de 15 cm de la capa superior de tierra vegetal. Se realizarán excavaciones, rellenos y explanaciones en las zonas que sea necesario.

La superficie definitiva del campo solar final se nivelará en sentido Norte-Sur. Las pendientes de Este a Oeste serán iguales o inferiores al 1% para proporcionar capacidad de drenaje. El agua de lluvias torrenciales se drenará mediante unas arquetas que por gravedad conducirán el agua hasta un desagüe.

Este 1% de inclinación también servirá para drenar posibles fugas hasta un depósito en el que periódicamente se recogerá el fluido fugado para su posterior reciclado.

9.1.2. Cimentación.

Para la correcta ubicación de los heliostatos se introducirán en el terreno unos pilotes de hormigón armado de las medidas necesarias, a los que coronará el encepado del pilote, y los pernos que los une a los pilones. La parte superior del encepado no sobresaldrá más de 15 cm del nivel del suelo. Las estructuras ligeras se apoyarán sobre losas de cimentación.

9.1.3. Bancada.

La bancada se realizará para obtener una superficie estable y ajena a vibraciones en la zona de la Isla de Potencia. Las losas del suelo serán de hormigón y la cimentación de la estructura irá sobre pilotes. Por tanto habrá que rellenar y compactar el terreno antes de colocar las losas de hormigón, ya que de esta manera el resultado final será una explanada estable que soporte las vibraciones de la turbina y el peso de toda la instalación de potencia.

9.1.4. Zanjas.

En el campo de potencia se dispondrá de un sistema de zanjas enterradas. Este sistema incluye diferentes tubos para cables de alimentación y control y diferentes cajas de conexiones. En estas zanjas también se podrá encontrar el sistema de extinción de incendios, así como las tuberías de drenaje.

9.1.5. Otros trabajos.

Será preciso efectuar trabajos de obra civil para la construcción del parque de interconexión con la red eléctrica. Este parque estará cerrado con una valla metálica.

La obra civil incluirá los trabajos de urbanización, en los que estarán los viales de acceso a los heliostatos e isla de potencia, y el mantenimiento de los diferentes equipos dentro de la planta.

9.2. Plazos de ejecución

El plazo de ejecución de la obra se estima entre 2 años y 2 años y medio desde el inicio de la obra. Se separará la construcción en diferentes etapas según su orden cronológico.

9.2.1. Adecuación del terreno y obra civil.

En los cuatro primeros meses se procederá a dejar el terreno en condiciones necesarias para empezar la construcción de la planta. Es lo que se conoce como obra civil, como ya se comentó anteriormente.

Iker Barriga Cuesta



Figura 97. Imagen de obra a los 4 meses, iniciando la construcción de la torre una vez adecuado el terreno (Gemasolar).

9.2.2. Construcción de la torre.

Una vez el terreno esté listo se procederá al levantamiento de la torre. Este paso llevará unos 3 meses y se levantará una torre de cemento armado de 140m.



Figura 98. De izda. A dcha. imagen de la torre en mayo, torre unos días más tarde y torre construida en junio.

9.2.3. Colocación del receptor.

En los siguientes 10 meses se procederá a la instalación del receptor central. Este proceso se llevará a cabo en los siguientes 10 meses. Al mismo tiempo se empezará la colocación de los heliostatos y la formación de la isla de potencia.



Figura 99. A la izda. Inicio de la instalación del receptor, a la dcha. Imagen 4 meses más tarde. (Gemasolar).



Figura 100. Imagen al año y medio aproximadamente, en la que se aprecia como se están empezando a colocar los heliostatos con la torre y receptor instalados a la vez que se forma la isla de potencia (Gemasolar).

9.2.4. Instalación de los heliostatos (campo solar).

A partir de este momento se procederá a la colocación total de los heliostatos en un proceso de unos 6 o 7 meses.

Iker Barriga Cuesta



Figura. A la izda. Colocación de los heliostatos, a la dcha. Heliostatos colocados. (Gemasolar)

9.2.5. Instalación de la isla de potencia.

A la vez que se coloquen los heliostatos, se habrá ido finalizando la instalación de la isla de potencia. Así entre uno y dos meses más tarde, entre 2 años y 2 años y tres meses, la planta quedará terminada a falta de las últimas comprobaciones.



Figura 101. Imágenes de la isla de potencia ya terminada en la que se pueden observar los tanques de sales fundidas. (Gemasolar).

9.2.6. Puesta en marcha.

Una vez realizadas las comprobaciones pertinentes podrá ponerse en marcha la planta, comenzando a producir energía eléctrica, a partir de la energía procedente del sol.

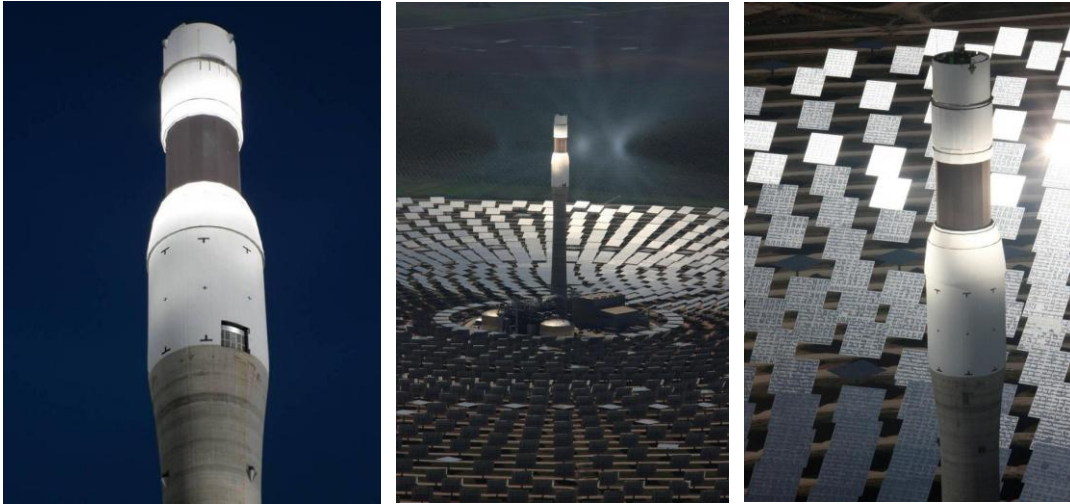


Figura 102. Imágenes de la central en funcionamiento. Se puede observar como el receptor recoge la radiación directa del sol. (Gemasolar).

10. Resumen de presupuesto.

Se ofrece a continuación un resumen del presupuesto que será desglosado más adelante en el capítulo de presupuesto.

Cabe mencionar que en todos los apartados esta contenido el impuesto sobre el valor añadido (IVA) que actualmente se sitúa en un 21%. Este dato podrá ser comprobado en el apartado de presupuesto para cada uno de los subapartados.

Debido a que el proyecto se realizó sobre la base de un software estadounidense, se ofrecen los precios en dólares (\$), presentando el precio en euros (€) únicamente en el precio total.

NOTA: en el apartado de presupuesto todos los costes aparecerán tanto en dólares (\$) como en euros (€).

INVERSIÓN	PRECIO (\$)
Acondicionamiento campo de heliostatos	5,931,879.80
Campo de heliostatos	118,637,596.00
Balance de la planta	12,250,000.00
Bloque de potencia	29,750,000.00
Almacenamiento de sales fundidas	33,352,941.18
Torre	5,976,462.81
Receptor solar	36,611,625.86
Contingencia	16,975,735.40
TOTAL COSTES DIRECTOS	259,486,241.04
Costes del propietario(Ingeniería, consecución y construcción)	28,543,486.51
Terreno	4,897,854.72
Tasas sobre el coste directo	10,379,449.64
TOTAL COSTES INDIRECTOS	43,820,790.87
COSTE TOTAL DE INSTALACIÓN	303,307,031.91
COSTE DE CONSTRUCCIÓN (6%)	18,198,421.91
COSTE TOTAL	321,505,453.8
COSTE TOTAL EN EUROS (1\$ = 0,7675€)	246,755,435.8

El total de la inversión del proyecto asciende a la cantidad de **doscientos cuarenta y seis millones, setecientos cincuenta y cinco mil cuatrocientos treinta y cinco euros con ochenta céntimos**.

11. Conclusiones.

Con la presente Memoria, Presupuesto, Planos y Pliego de Condiciones que se acompañan, damos por concluido el estudio de la Instalación, que será ejecutada por el Instalador Autorizado, según lo indicado y de acuerdo a las Normas vigentes en el momento de su ejecución.

Cualquier cambio en los materiales proyectados se notificará a la dirección de obra y se decidirá por esta su sustitución por otra, siempre sin merma en las prestaciones del material proyectado. El precio será el de mercado de los productos sustituidos.

Una vez presentado ante los Organismos Oficiales que lo requieran y realizadas todas las pruebas necesarias en presencia del Instalador Autorizado, del Representante de la Propiedad y de los Organismos competentes, se efectuará la recepción de la Instalación.

12. Bibliografía.

12.1. Apuntes y libros.

- [1] Apuntes de la asignatura Ingeniería Térmica. Juan José Aguas Alcalde.
- [2] Apuntes de la asignatura Máquinas Térmicas y Turbo Máquinas. Ángel Sola.
- [3] Apuntes de la asignatura Ingeniería Fluidomecánica. Eduardo Perez de Eulate.
- [4] Apuntes de la asignatura Oficina Técnica. Jorge Odériz.
- [5] Apuntes de la asignatura Administración y Dirección de Empresas. Amaya Erro.
- [6] "La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca", de Valeriano Ruiz Hernández.
- [7] "Solar Thermal Power Plants", de Santiago García Garrido.
- [8] Crespo, I. 2010. Secretario general de Protermosolar. "la energía del futuro". Artículo divulgativo.
- [9] "Energía solar térmica y de concentración: manual práctico de diseño, instalación y mantenimiento". Antonio madrid vicente. 2009.
- [10] "Centrales termoeléctricas convencionales". Fernández benítez, J.a., 2004.
- [11] "Solar advisor model user guide for version 2.0. " gilman, p.; Blair, n.; mehos, m.; christensen, c.; janjou, s.; cameron, c. 2008.
- [12] "Energía solar térmica de concentración. Perspectiva mundial 2009". Greenpeace internacional,; solarpaces,; estela, 2009.
- [13] "Steam turbines for solar thermal power plants. Industrial steam Turbines ". Siemens, 2010.
- [14] Energia solar termoelectrica. Marta perez martinez.enero 2008. Ciemat.
- [15] Generación electrica con plantas termosolares. J.i.burgaleta Septiembre 2008. Torresol energy.

Iker Barriga Cuesta

12.2. Páginas WEB.

- [1] Diseño de helióstato: www.energuia.com
- [2] Operación y Mantenimiento en plantas de energía: <http://www.opex-energy.com/index.html>
- [3] Energías renovables: www.energias-renovables.com
- [4] Centro Nacional de Energías Renovables: www.cener.es
- [5] Planta termosolar GEMASOLAR: www.torresolenergy.com
- [6] Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas: www.ciemat.es
- [7] Abengoa: www.abengoasolar.com
- [8] Buscador: www.google.es
- [9] Mapas: www.googlemaps.es
- [10] Plataforma solar de Almería: <http://www.psa.es>
- [11] Siemens: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/steam-turbines/>
- [12] NREL: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/>
- [13] Protermosolar: <http://www.protermosolar.com/>
- [14] Red Eléctrica Española: <http://www.ree.es/>
- [15] Centro de investigaciones energías renovables CIEMAT: <http://www.ciemat.es>
- [16] Centrales termosolares: www.centrales termosolares.com
- [17] Energía: www.energiza.org
- [18] Energía: www.renovetec.com
- [19] Energía: www.opex-energy.com

- [20] Energía: www.solarweb.net
- [21] Greenpeace: www.greenpeace.org
- [22] Electricidad: www.iberdrola.es
- [23] Electricidad: www.fenosa.es
- [24] Electricidad: www.endesa.es
- [25] Mapas: www.sigpac.mapa.es/fega/visor
- [26] Mapas: www.solarweb.net/enlaces/cartografía-radiación-solar/
- [27] Radiación de Europa: re.jrc.ec.europa.eu/pugis/apps3/puest.php
- [28] Radiación ciudades: mapserve3.nrel.gov/puwalts-viewer/index.htm
- [29] Decretos: www.sunnetworks.org
- [30] Mapas: shaded-relief.com
- [31] Wikipedia: www.wikipedia.com
- [32] Radiacion Bardenas: meteo.navarra.es/estaciones/estación.cfm?IDEstación=26
- [33] Energía mareomotriz: química-ingenieríaenergía.com/WAVE+POWER
- [34] Trabajos: www.monografías.com
- [35] Energía fotovoltaica: www.canarysolar.es
- [36] Heliostatos: www.titantracker.es
- [37] Datos meteorológicos: eosweb.larc.nasa.gov
- [38] Datos meteorológicos: www.nasa.gov
- [39] Software de modelado: www.homerenergy.com
- [40] Cálculo de heliostatos: dc346.4shared.com/doc/2HaDssSG/preview.html

Iker Barriga Cuesta



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

DESARROLLO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR
TERMOELÉCTRICA CON RECEPTOR CENTRAL EN
TORRE Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO
DE SALES

CÁLCULOS

Iker Barriga Cuesta

Javier Bustince Beorlegui

Pamplona, Noviembre de 2012

Índice:

1. Criterios de diseño.....	126
1.1.Emplazamiento.....	126
1.2.La constante solar.....	126
1.3. Concepto de masa atmosférica.....	127
1.4.Características de la radiación directa. Movimiento de la tierra.....	129
1.4.1. Definición de parámetros.....	130
1.4.2. Relaciones trigonométricas.....	131
1.4.3. Flujo energético solar sobre la superficie terrestre.....	133
1.5.Cálculo de valores medios de radiación solar.	133
1.6.Condiciones meteorológicas.....	136
1.7.Heliostatos.....	140
1.7.1. Consideraciones geométricas.....	141
1.7.2. Orientación de los heliostatos.....	143
1.7.2.1.Movimiento aparente del sol.....	145
1.7.2.2.Localizador de los heliostatos en el concentrador.....	148
1.7.3. Orientación de los espejos.....	148
1.7.4. Orientación espacial de los espejos.....	150
1.7.5. Orientación temporal de los espejos.....	152
1.8.Sombras y apantallamientos.....	154
1.8.1. Sombras proyectadas sobre el plano del terreno.....	154
1.8.2. Sombras proyectadas sobre la superficie de un espejo vecino paralelo.....	159
1.8.3. Efecto coseno.....	163
1.9.Concentradores circulares con receptor central simétrico.....	166
1.9.1. Características generales de los concentradores continuos de heliostato.....	166
1.9.2. Receptores no puntuales.....	167
1.9.2.1. Cilindro vertical.	167
1.10. Configuración geométrica de receptores de centrales termosolares.	171
1.10.1. Factor de dispersión angular del cono solar reflejado por un heliostato.....	171
1.10.2. Imagen solar sobre un plano tangente al receptor reflejada por un espejo cualquiera.....	173
1.10.3. Receptor cilíndrico vertical. Cálculo de β_{tp}	178
1.10.4. Densidad de flujo energético en el receptor.....	182
1.10.5. Receptor cilíndrico vertical.....	183
1.11. Receptor cilíndrico vertical (real).....	185
1.11.1. Dimensiones del receptor cilíndrico vertical teóricas.....	185
2. Posicionamiento angular de unos heliostatos respecto a otros.....	188
2.1. Cálculo del ángulo de elevación del heliostato.....	189
2.1.1. Cálculo para el 1 de julio a las 14:00.....	192
2.1.2. Cálculo para el 1 de julio a las 19:00.....	195
2.1.3. Cálculo para el 7 de febrero a las 14:00.....	197
2.2. Cálculo del ángulo de acimut del heliostato.....	200
2.2.1. Cálculo para el 1 de julio a las 14:00.....	205
2.2.2. Cálculo para el 1 de julio a las 19:00.....	207
2.2.3. Cálculo para el 7 de febrero a las 14:00.....	209

3. Desarrollo del ciclo de sales fundidas.....	210
3.1. Instalaciones.....	211
3.2. Ciclo de las sales fundidas.....	211
4. Desarrollo del ciclo de potencia.....	215
4.1. Instalaciones de potencia.....	216
4.2. Ciclo de potencia.....	216
5. Estudio de viabilidad económico-financiera.....	222
5.1. Inversión de la planta termosolar.....	222
5.2. Estudio económico financiero.....	224
5.2.1. Estudio con amortización a 20 años.....	224
5.2.2. Estudio con amortización a 6 años.....	234
5.2.3. Comparación de los resultados.....	243
6. Datos reales de dimensionamiento (SAM).....	244
6.1. Climatología y geografía.....	244
6.2. Heliostatos.....	245
6.3. Torre y receptor.....	247
6.4. Ciclo de potencia.....	248
6.5. Consumo parasitario de energía.....	250
6.6. Almacenamiento.....	251
6.7. Costes.....	253
ANEXOS.....	255

1. Criterios de diseño.

En la siguiente memoria de cálculo se mostrarán los cálculos justificativos de los principales componentes de la planta de energía termosolar de receptor central.

1.1. Emplazamiento.

El primer aspecto a tener en cuenta ha de ser el emplazamiento elegido para la instalación de la planta. En este caso el lugar elegido ha sido en España en una zona próxima a Albacete (capital). El emplazamiento se corresponde con una zona de cultivos que abarca 192.116 ha en forma circular, es decir, un círculo de unos 782m de radio.

Las coordenadas exactas son latitud = $38^{\circ} 58' 54.01''$ y longitud $1^{\circ} 46' 52.84''$.

1.2. La constante solar.

Desde el punto de vista energético, la masa solar que por segundo se irradia al espacio en forma de partículas de alta energía y de radiación electromagnética es aproximadamente de $5,6 \cdot 10^{35}$ GeV y de ella, la Tierra recibe en el exterior de su atmósfera un total de $1,73 \cdot 10^{14}$ kW, o sea $1,353 \text{ kW/m}^2$, que se conoce como constante solar y cuyo valor fluctúa en un $\pm 3\%$ debido a la variación periódica de la distancia entre la Tierra y el Sol.

La atmósfera y la superficie terrestre se encuentran a temperaturas medias distintas y, por lo tanto, también radian energía; así, la longitud de onda de la radiación solar está comprendida entre $0,05 \mu\text{m}$ y $4 \mu\text{m}$, mientras que la radiación terrestre lo está entre $3 \mu\text{m}$ y $80 \mu\text{m}$, es decir, se trata de emisiones de onda larga.

Los $1,73 \cdot 10^{14}$ kW de energía solar que inciden sobre la Tierra, se reparten en la siguiente forma: Energía solar reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior, 30%, $0,52 \cdot 10^{14}$ kW, Energía solar que se utiliza en calentar la atmósfera, 47%, $0,80 \cdot 10^{14}$ kW, Energía solar que se utiliza en la evaporación de los océanos, 23% , $0,40 \cdot 10^{14}$ kW, Energía solar que se utiliza en generar perturbaciones atmosféricas, como el viento, (energía mecánica), $0,0037 \cdot 10^{14}$ kW, Energía solar utilizada en la fotosíntesis, $0,0004 \cdot 10^{14}$ kW.

De todo lo anterior, sólo el 47% de la energía solar incidente alcanza la superficie terrestre, de forma que el 31% lo hace directamente y el otro 16% después de ser difundida por el polvo, vapor de agua y moléculas de aire. El 53% de la energía restante no alcanza la superficie de la Tierra, ya que un 2% es absorbida por la estratosfera, principalmente por el ozono, el 15% por la troposfera, (agua, ozono y nubes), en total $2 + 15 = 17\%$ y por otra parte, un 23% es reflejada por las nubes, un 7%

es reflejada por el suelo y el 6% restante corresponde a aquella energía difundida por la atmósfera que se dirige hacia el cielo.

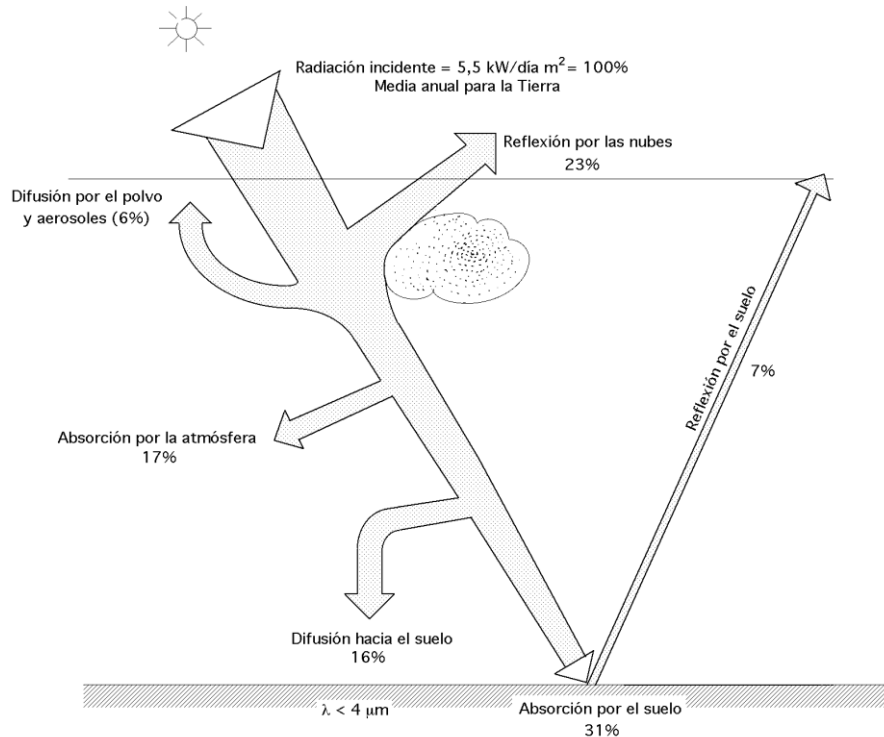


Figura 1. Balance de la radiación solar.

1.3. Concepto de masa atmosférica.

La radiación procedente del Sol que llega a la superficie terrestre tiene que atravesar la capa atmosférica que envuelve la Tierra, cuyo espesor aproximado es de unos 9 Km en condiciones normales, contados desde el nivel del mar hasta el nivel más alto de la vertical de la misma. Dicha radiación es difundida y absorbida, cuando no reflejada, por las moléculas gaseosas en suspensión dentro de la atmósfera, tanto más, cuanto mayor sea el número de partículas en suspensión.

No obstante hay una cierta cantidad de radiación solar que no ha encontrado obstáculo y ésta es la radiación directa que llega del Sol, es decir, la radiación solar recibida desde el Sol sin cambio de dirección. La radiación difusa se define como la radiación solar recibida desde el Sol después de que la reflexión y la difusión por la atmósfera hayan modificado su dirección. El camino óptico recorrido por la radiación solar es diferente según sea la altura cenital del Sol y ello conduce a la introducción del concepto de masa de aire m , o masa atmosférica atravesada por la radiación.

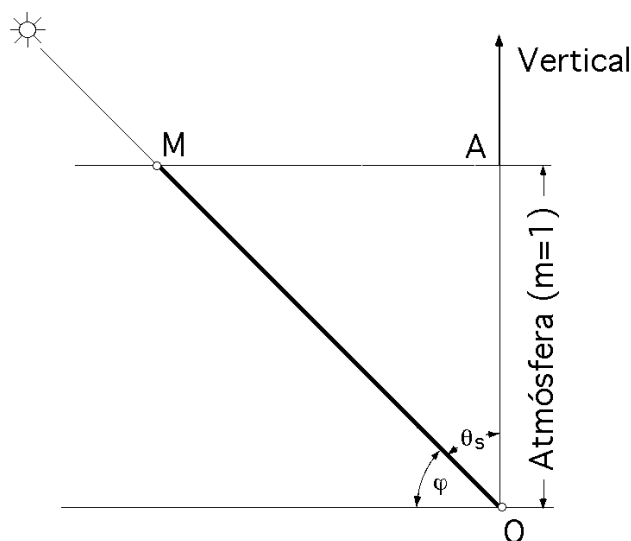


Figura 2. Masa de aire atmosférico.

Se considera el paso vertical a través de la atmósfera a nivel del mar como $m=1$, es decir, Sol en la vertical del lugar y como la presión media a nivel del mar es de 760 mm de mercurio, el valor de la masa de aire atmosférico vale, siendo p la presión atmosférica del lugar:

$$m = OA = \frac{P}{760}$$

Si la presión p del medio es diferente de 760 mm de mercurio se multiplica la masa atmosférica por $\frac{P}{760}$; para una dirección de la radiación solar directa que forme un ángulo φ con la horizontal, el camino (OM) recorrido por la misma en función de la presión atmosférica p es:

$$OM = \frac{OA}{\sin \varphi} = \frac{p}{760 \sin \varphi}$$

En la siguiente tabla se muestra el valor del camino recorrido obtenido a partir de la fórmula y el camino real, en donde se han tenido en cuenta la curvatura de la Tierra y la refracción de los rayos solares al atravesar la atmósfera.

Ángulo φ	Masa atmosférica $m = \frac{1}{\sin \varphi}$	Masa verdadera
90	1	1
80	1.02	1.015
70	1.06	1.064
60	1.16	1.154
50	1.31	1.304
40	1.56	1.553
30	2	1.995
20	2.92	2.904
15	3.86	3.816
12	4.81	4.716
10	5.76	5.6
6	9.57	8.9

1.4. Características de la radiación directa. Movimiento de la tierra.

El movimiento de la Tierra alrededor del Sol se llama traslación y lo hace describiendo una órbita elíptica de muy poca excentricidad llamada Eclíptica, estando el Sol situado en uno de sus focos. La duración del recorrido es de 365 días, 5 horas y 48 minutos a una velocidad de 108.000 Km/hora, aproximadamente. Esta órbita está inclinada con respecto al plano del Ecuador un ángulo de $23^{\circ}45'$ y ello hace que sobre un punto determinado de la Tierra los rayos

del Sol caigan unas veces más perpendicularmente que en otros y, por lo tanto, que la radiación incidente I_0 sobre la misma sea diferente.

Por otra parte, la Tierra tiene un movimiento de rotación alrededor de su eje en el que emplea 24 horas. Ahora bien, debido a la inclinación del eje de rotación y del movimiento orbital de la Tierra, la duración del día y de la noche varía según la latitud λ del lugar. Así, en el Ecuador terrestre el día y la noche son iguales, es decir, de doce horas, pero esa igualdad se va perdiendo a medida que se pasa del Ecuador hacia los Polos, ya que progresivamente van apareciendo los inviernos de noches más largas en contraposición con los veranos de noches más cortas, incluso hasta en las regiones polares en donde duran medio año.

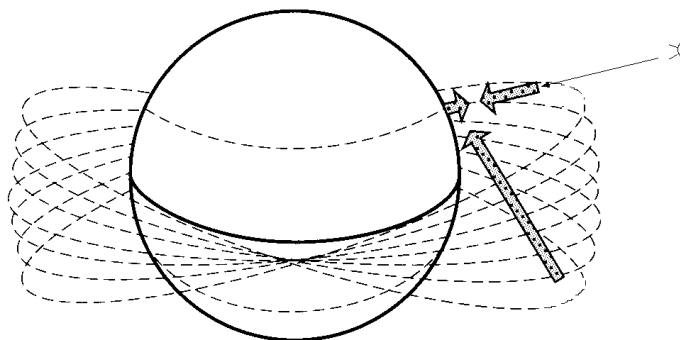
1.4.1. Definición de parámetros.

Para calcular la radiación solar incidente sobre una superficie que tiene una determinada inclinación y orientación, es necesario definir algunos términos.

-El ángulo cenital solar θ_s , es el ángulo que forma la radiación directa del Sol y la vertical del lugar, en un punto cualquiera de la Tierra. Este ángulo varía continuamente a lo largo del día y depende también de la latitud del lugar y de la declinación.

-El ángulo acimutal del Sol β_s , es el ángulo que forma la componente horizontal de la radiación solar directa, con la dirección Norte-Sur, en el hemisferio norte. Se mide sobre el plano horizontal que pase por el lugar.

-La declinación δ , que es la posición angular del Sol al mediodía solar, respecto al plano del Ecuador terrestre; el valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de $23^\circ 45'$ respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre $\pm 23^\circ 45'$ a lo largo del año. La declinación al Norte del Ecuador se considera positiva.



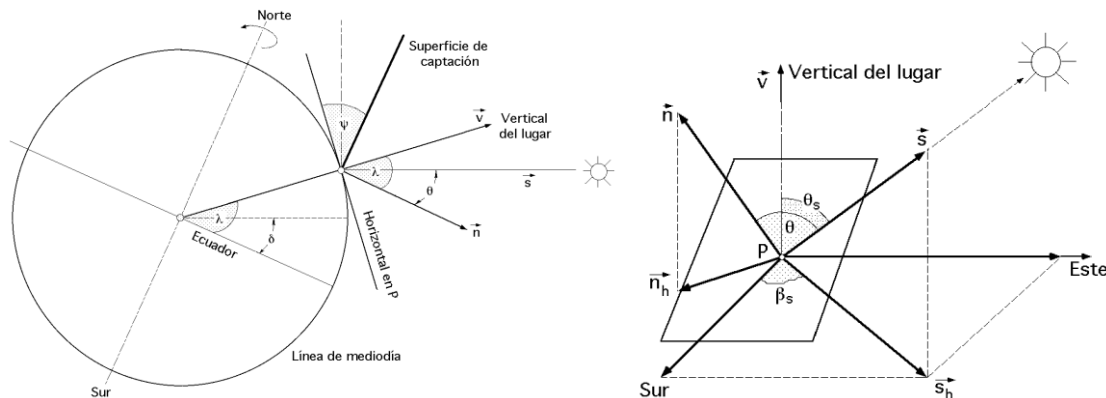


Figura 3. Arriba, posiciones del sol durante el año. Abajo, situación espacial de diversos ángulos.

-El ángulo horario τ es el desplazamiento angular del Sol, respecto al mediodía, que es el instante en que el Sol se encuentra más alto en el cielo y se corresponde con un ángulo cenital solar mínimo, es decir, con un ángulo horario igual a 0. Cada hora es igual a 15° de longitud, tomando un valor (+) por las mañanas y (-) por las tardes.

- La latitud λ de un lugar cualquiera sobre la superficie de la Tierra, es su desplazamiento angular por encima o por debajo del Ecuador, medido desde el centro de la Tierra. Se considera positiva al N del Ecuador.

-La longitud del lugar L es el ángulo que forma el semiplano que pasa por los polos en un lugar de la superficie de la Tierra y el semiplano que pasa por Greenwich. Este semiplano es un cero arbitrario y la línea que corta sobre la superficie terrestre se denomina meridiano de Greenwich. La longitud y la latitud son coordenadas que localizan un punto cualquiera sobre la superficie de la Tierra.

-Otro ángulo que se debe tener en cuenta es el que forma el terreno, (o la superficie que se considere), con la horizontal del lugar y que llamaremos ψ ; éste es el ángulo cenital de la superficie y, por lo tanto, el ángulo que forma la normal a la superficie con la vertical del lugar.

La altura solar o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte es importante por dos razones. En primer lugar, a mayores alturas solares, la radiación recorre una distancia más corta al atravesar la atmósfera, mientras que para alturas solares más bajas, la radiación procedente del Sol es forzada a recorrer una masa de aire mucho mayor, $m > 1$. Los efectos atenuantes de la masa de aire implicados reducen la radiación solar y las mayores alturas solares proporcionan más horas de luz, lo que permite mejores insolaciones.

1.4.2. Relaciones trigonométricas.

Las relaciones trigonométricas existentes entre la posición de un plano orientado en cualquier forma y en cualquier momento, respecto a la dirección de la componente directa de la

radiación solar incidente, se puede expresar mediante la expresión (Benford y Book) de la forma:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \lambda \cos \psi - \sin \delta \cos \lambda \sin \psi \cos \beta + \cos \delta \cos \lambda \cos \psi \cos \tau + \cos \delta \sin \lambda \sin \psi \cos \beta \cos \tau + \cos \delta \sin \psi \sin \beta \sin \tau$$

En la que ψ es el ángulo que forma el terreno con la horizontal del lugar.

Cuando el plano del terreno coincide con el horizontal, $\psi = 0$, por lo que el ángulo cenital de la radiación solar directa $\theta = \theta_s$, es:

$$\cos \theta_s = \sin \delta \sin \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau$$

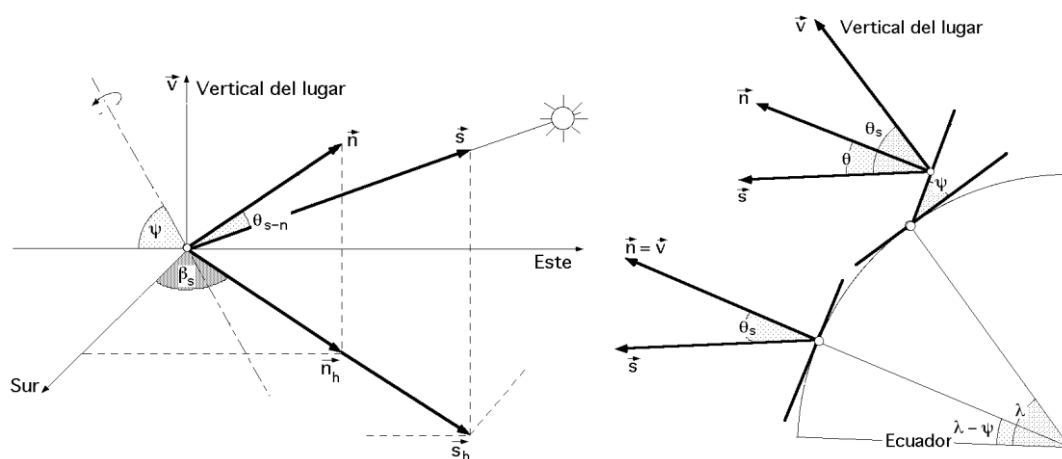


Figura 4. Ángulo cenital de la radiación solar directa.

Que define el ángulo cenital solar en función de la latitud del lugar λ , del día del año definido por su declinación media δ y la hora del día definida por el ángulo horario τ .

El ángulo acimutal solar viene dado por la expresión:

$$\cotg \beta_s = \frac{\tg \delta \cos \lambda - \sin \lambda \cos \tau}{\sin \tau}$$

Mediante la ecuación del ángulo cenital solar se puede determinar **el ángulo horario** τ_s de salida o puesta del Sol, haciendo $\theta_s = 90^\circ$:

$$\cos \tau_s = - \frac{\sin \lambda \sin \delta}{\cos \lambda \cos \delta} = - \tg \lambda \tg \delta$$

Para la **declinación** δ tomaremos el valor medio diario, al mediodía, dado por la ecuación:

$$\delta = 23,45 \text{ sen } \left(360 \frac{284+Z}{365} \right)$$

En la que Z es el día del año considerado, contado a partir del 1 de Enero.

1.4.3. Flujo energético solar sobre la superficie terrestre.

La cantidad de energía solar dq por unidad de superficie, recibida en el punto P de la superficie terrestre, durante el tiempo dt, viene dada por:

$$dq = I_0 \cos \theta_s dt$$

Siendo I_0 la intensidad efectiva de la componente directa de la radiación solar medida en el punto P, y es una energía por unidad de superficie y de tiempo.

Si se define la velocidad aparente del Sol, como la velocidad angular de la Tierra respecto al Sol, en la forma:

$$V_s = \frac{d\tau}{dt}$$

Que sabemos es de 15° por hora, el valor de dq queda es:

$$dq = \frac{I_0 (\sin \lambda \sin \delta + \cos \lambda \cos \delta \cos \tau) d\tau}{v_s}$$

Para obtener la energía q recibida por unidad de superficie en el curso del día, se integrará la anterior considerando valores medios de I_0 y de δ , entre los valores $\pm \tau_s$, obteniéndose:

$$q = \frac{2 I_0 (\tau_s \sin \lambda \sin \delta + \cos \lambda \cos \delta \sin \tau_s)}{v_s} = \frac{2 I_0 \sin \delta \sin \lambda (\tau_s - \text{tg } \tau_s)}{v_s}$$

En función del ángulo de salida y puesta del Sol τ_s .

1.5. Cálculo de valores medios de radiación solar.

Además de los datos de radiación solar, hay otras medidas meteorológicas que se relacionan con la misma y que en ausencia de datos sobre radiación se pueden usar para su determinación.

Entre éstos destacan, por ejemplo, los datos sobre horas de radiación solar que se pueden conseguir en la mayoría de las estaciones meteorológicas, así como los datos sobre nubosidad que son también fácilmente disponibles.

Los datos sobre radiación constituyen la mejor fuente de información; sin embargo, a falta de éstos se pueden utilizar algunas relaciones empíricas que permiten calcular la radiación solar a partir del número de horas de Sol, o porcentajes de posibles horas de Sol o de nubosidad.

Otra alternativa consiste en realizar los cálculos para una localidad determinada, utilizando datos de otras localidades de similar latitud, topografía y clima.

Existen tablas en las que se puede observar el promedio de horas de radiación solar hecho durante diez años en algunas capitales españolas. Como se verá más adelante, aquí se han utilizados los datos proporcionados por los satélites de la NASA.

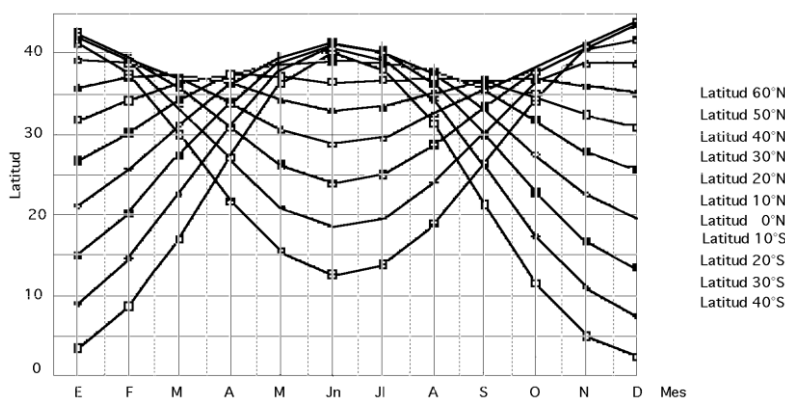


Figura 5. Valores mensuales medios de $I_0(h)$

Una ecuación que relaciona el promedio de radiación con las radiaciones de un día claro, correspondientes a la localidad en cuestión y una fracción media de las posibles horas de radiación solar, es:

$$I_{\text{promedio}}(h) = I_0(h) \left(a + b \frac{n \text{ mensual}}{N \text{ diario}} \right)$$

En la que:

- $I_{\text{promedio}}(h)$ es el promedio de radiación horizontal para un determinado período (1 mes, 1 día, etc).
- $I_0(h)$ es la radiación con cielo despejado para el mismo período
- n es el promedio de horas diarias de Sol brillante para el mismo período $\frac{n}{N_{\text{diario}}}$, se conoce como el porcentaje posible de Sol brillante.
- N_{diario} es el máximo de horas diarias de Sol brillante, para el mismo periodo, entre la salida y puesta del Sol. Se puede calcular mediante las siguientes ecuaciones:

$$N_{\text{diario}} = \frac{2}{15} \arccos (-\tan \delta \tan \lambda)$$

$$N_{\text{diario}} = 12 + \xi \sin \frac{360 z}{365}$$

En la que z es el día del año contado a partir del 21 de marzo y ξ un coeficiente que se mide con un heliógrafo Campbell-Stokes y depende de la latitud λ ; sus valores se recogen en la siguiente tabla

λ	55	52	50	48	46	44	42	40	38
ξ	5.1	4.5	4.1	3.8	3.6	3.3	3.1	2.8	2.5

Para el emplazamiento situado a latitud $38^\circ 58' 54.01''$ y tomando el valor de $\lambda = 38^\circ \text{N}$ resulta $\xi = 2.5$ por lo que la duración del día el 22 de junio es de 14.5 horas (máximo) y el 22 de diciembre de 9.5 horas (mínimo). Este dato se puede comprobar más adelante en las tablas obtenidas a partir de la NASA a partir de las cuales se han obtenido los datos necesarios de radiación y meteorología.

El valor promediado I_0 (diario) para un día cualquiera del año, se puede hallar analíticamente a partir de la ecuación:

$$I_0(\text{diario}) = \frac{24}{\pi} I_{\text{extrat}} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 Z}{365} \right) (\cos \lambda \cos \delta \sin \tau_s + \frac{2 p t s}{360} \sin \lambda \sin \delta)$$

Siendo I_{extrat} la constante solar extraterrestre.

Se han establecido algunos modelos estadísticos que permiten determinar diversos valores de I_0 definidos por las siguientes ecuaciones:

$$I_0(\text{media}) = 1230 e^{\frac{-1}{3,8 \cos (\theta_s - 1,6)}}, \text{ en condiciones normales}$$

$$I_0(\text{máxima}) = 1220 e^{\frac{-1}{6 \cos (\theta_s - 1)}}, \text{ con el cielo muy puro}$$

$$I_0(\text{mínimo}) = 1260 e^{\frac{-1}{2,3 \cos (\theta_s - 3)}}, \text{ en zona industrial}$$

$$\text{Para, } \theta_s = 30^\circ, \text{ resulta, } \begin{cases} I_0(\text{media}) = 1230 e^{\frac{-1}{3,8 \cos(30-1,6)}} = 912 \text{ W/m}^2 \\ I_0(\text{máxima}) = 1220 e^{\frac{-1}{6 \cos(30-1)}} = 1006 \text{ W/m}^2 \\ I_0(\text{mínimo}) = 1260 e^{\frac{-1}{2,3 \cos(30-3)}} = 773 \text{ W/m}^2 \end{cases}$$

Observándose que la variación puede ser considerable.

1.6. Condiciones meteorológicas.

Como se puede observar en la siguiente imagen, dentro del territorio europeo, España y la zona mediterránea presentan los más altos niveles de radiación solar.

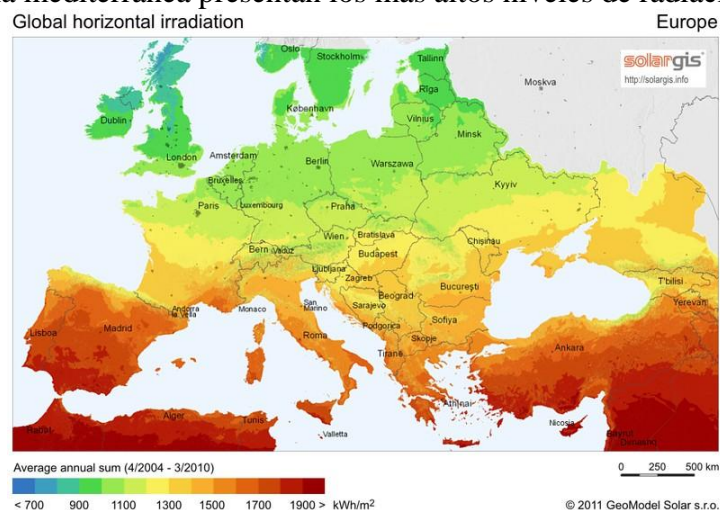


Figura 6. Radiación solar europea.

Aunque se ha visto como muchos de los datos se pueden sacar a partir de formulas. En este caso se han utilizado los datos de los satélites de la NASA. Gracias a su página web se consiguieron todos los datos meteorológicos necesarios a tener en cuenta para poder asegurar una buena localización de la planta energética.

Se introdujeron los datos de latitud y longitud a partir de los cuales se obtuvieron las siguientes tablas. Los datos representados corresponden a la media tomada por los satélites de la NASA durante un periodo de veintidós años.

En la primera tabla se pueden observar los datos de temperatura del aire, humedad relativa del aire, radiación solar diaria horizontal, presión atmosférica velocidad del viento y temperatura de la tierra a parte de algún otro como calefacción y refrigeración en grados y día. Se puede apreciar que la media anual de temperatura es de 18,7 °C y la humedad relativa del aire es bastante alta de un 68,4%. La radiación solar

horizontal diaria es de 5,08 kWh/m² lo que supone 1854,2 kWh/m² al año. La velocidad del viento no es muy elevada 5 m/s de media lo que beneficia al calculo de resistencia de la torre y estructura de los heliostatos.



Superficie de la NASA la meteorología y la Energía Solar: [RETScreen](#) datos



Latitud 38.585 / Longitud 1.465 fue elegido.

	Unidad	Los datos de ubicación Climático						
Latitud	N °	38.585						
Longitud	° E	1,465						
Elevación	m	28						
Calefacción temperatura de diseño	° C	10,09						
Temperatura de diseño de refrigeración	° C	26,43						
Tierra amplitud térmica	° C	5,72						
Frost días en el sitio	día	0						

Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa del aire	La radiación solar diaria - horizontal	La presión atmosférica	Velocidad del viento	Tierra la temperatura	Calefacción grados-día	Grados-día de refrigeración
	° C	%	kWh / m ² / día	kPa	m / s	° C	° CD	° CD
Enero	14,3	64,4%	2,61	101,8	5,5	15,0	114	135
Febrero	13,6	67,3%	3,55	101,7	5,7	14,5	122	105
Marzo	14,2	69,9%	4,88	101,5	5,5	14,8	117	131
Abril	15,6	69,4%	6,24	101,1	5,2	15,8	73	166
Mayo	17,9	73,9%	6,95	101,2	4,6	18,1	24	243
Junio	21,3	72,7%	7,76	101,3	4,4	21,4	0	337
Julio	24,0	El 71,3%	7,78	101,3	4,6	24,3	0	431
Agosto	25,2	70,2%	6,85	101,2	4,6	25,9	0	471
Septiembre	23,7	67,9%	5,45	101,3	4,5	24,8	0	411
Octubre	21,2	66,7%	3,93	101,4	4,6	22,1	0	349
De noviembre	18,0	63,6%	2,71	101,4	5,4	19,1	25	241
Diciembre	15,7	63,8%	2,26	101,6	5,6	16,6	71	177
Anual	18,7	68,4%	5,08	101,4	5,0	19,4	546	3197
Medido a (m)					10,0	0,0		

Figura 7. Meteorología y energía solar

En las siguientes tablas se vuelve a presentar la radiación solar sobre superficie horizontal y la radiación directa normal, por lo que solo se comentará esta ultima. Calculando la media anual se comprueba que la radiación directa es muy elevada, del orden de 2500,25 kWh/m² lo que sumado al promedio de 1854,2 kWh/m² de radiación horizontal muestra que el emplazamiento seleccionado tiene unas condiciones de radiación muy favorables.

Iker Barriga Cuesta

Lindero norte 39
Centro de
Occidental límite de 1 Latitud 38.5 Este límite de 2
Longitud 1,5
Lindero sur 38

Parámetros para la cocción solar:

Incidentes mensual del promedio de insolación en una superficie horizontal (kWh / m ² / día)												
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
22 años de media	2,61	3,55	4,88	6,24	6,95	7,76	7,78	6,85	5,45	3,93	2,71	2,25

Definición de parámetros

Parámetros para el dimensionamiento y señalador de paneles solares y para aplicaciones solares térmicas:

Mensual promedio de radiación directa normal (kWh / m ² / día)												
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
22 años de media	5,12	5,77	6,70	7,59	7,73	8,94	9,29	8,41	7,22	5,97	4,83	4,57

Diferencia mínima y máxima de promedio mensual de radiación directa normal (%)												
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mínimo	-14	-9	-14	-4	-12	-9	-3	-3	-14	-17	-11	-9
Máximo	12	19	15	8	6	3	2	4	1	4	17	17

NOTA: La radiación difusa, la radiación normal directa y radiación en la superficie inclinada no se calculan cuando el índice de claridad (K) está por debajo de 0,3 o superior a 0,8.

Figura 8. Promedio de radiación sobre superficie horizontal, radiación directa normal y diferencia máxima y mínima del promedio mensual de radiación directa.

La tercera tabla contiene datos de horas de luz promediadas a los días de cada mes (se puede realizar la comprobación para los meses de junio y diciembre con el dato obtenido en la fórmula del anterior apartado) y el porcentaje medio de cantidad de nubes diarias por cada mes. Además las tablas centrales dan los datos de insolación mínima disponible y de exceso de insolación diaria durante un periodo consecutivo de días para los diferentes meses, lo que es de utilidad para el tema de almacenamiento térmico, con lo que se puede establecer los meses en los que será necesario un almacenamiento mayor para llegar a los mínimos de energía necesarios según lo establecido por los diferentes meses.

Geometría Solar:

Horas de luz solar mensuales promediadas (horas)												
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Promedio	9,81	10,8	11,9	13,2	14,2	14,8	14,5	13,6	12,4	11,2	10,1	9,53

Definición de parámetros

Parámetros para el dimensionamiento de la batería o de otro tipo de almacenamiento de energía Sistemas:

La insolación mínima disponible en un periodo consecutivo-día (%)												
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Min / 1 día	19,1	9,29	6,55	3,84	8,63	21,9	34,4	18,8	15,7	4,07	7,01	3,53
Min / 3 días	38,0	26,8	28,4	23,2	27,0	55,4	68,2	47,0	38,0	28,8	26,4	26,4
Min / 7 días	58,8	54,0	41,3	61,8	63,4	79,4	82,9	69,1	65,8	59,9	48,1	52,3
Min/14 días	70,5	71,9	62,0	73,3	71,6	81,2	91,2	83,8	75,6	69,8	66,3	73,6
Min/21 días	78,8	76,2	72,5	82,7	81,7	83,9	91,6	89,5	84,2	76,4	76,9	83,4
Min / mes	83,9	84,2	81,3	92,4	87,4	89,1	95,5	94,4	86,2	83,7	85,9	87,6

Definición de parámetros

Parámetros para el dimensionamiento del producto excedente-Sistemas de almacenamiento:

Insolación excedentes disponibles durante un periodo consecutivo-día (%)												
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Max / 1 día	146	149	141	130	129	117	114	119	129	144	154	138
Max / 3 días	141	143	139	128	129	115	113	118	127	143	150	135
Max / 7 días	138	137	132	123	127	113	110	116	126	130	144	127
Max/14 días	127	129	125	119	124	111	108	114	117	122	128	123
Max/21 días	121	123	122	112	118	109	106	109	112	118	119	122
Max / Mes	113	119	117	109	109	107	104	106	106	108	115	115

Definición de parámetros

Nube de la información:

Mensual del promedio de la cantidad de nubes luz del día (%)													
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual promedio
22 años de media	50,4	50,6	47,4	45,5	48,2	34,9	24,9	28,7	40,3	49,9	54,7	52,1	43,9

Definición de parámetros

Figura 9. Horas medias de luz mensuales, insolación excedente disponible y promedio de cantidad de nubes por día.

En la siguiente tabla se muestra la temperatura máxima y mínima de la tierra de cada mes además de las diferentes velocidades del viento con un promedio de cada mes a ciertas horas del día.

Meteorología (temperatura):

Mínima media, máxima y amplitud de la temperatura de la Tierra media diaria (° C)													
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual de amplitud
Mínimo	15,0	14,4	14,7	15,7	18,0	21,3	24,2	25,9	24,8	22,0	19,0	16,5	
Máximo	15,0	14,5	14,8	15,8	18,1	21,4	24,3	25,9	24,8	22,1	19,0	16,5	
Amplitud	0,02	0,01	0,02	0,02	0,04	0,05	0,03	0,02	0,03	0,04	0,04	0,02	5,72

Definición de parámetros

Meteorología (viento):

Velocidad del viento mensual en promedio de 50 m sobre la superficie de la Tierra para Indicador GMT Times (m / s)													
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual promedio
Media @ 0130	6,57	6,81	6,63	6,35	5,34	5,11	5,19	5,51	5,16	5,58	6,47	6,77	5,95
Media @ 0430	6,44	6,60	6,45	6,20	5,27	4,87	4,76	4,88	4,68	5,32	6,29	6,56	5,68
Media @ 0730	6,39	6,57	6,35	5,97	5,09	4,63	4,51	4,34	4,36	5,21	6,21	6,55	5,51
Media @ 1030	6,08	6,38	6,17	5,89	5,20	4,79	4,90	4,40	4,36	5,00	5,91	6,30	5,44
Media @ 1330	6,08	6,32	6,13	5,85	5,42	5,25	5,64	5,28	5,08	5,11	5,93	6,26	5,69
Media @ 1630	6,19	6,38	6,29	5,97	5,50	5,62	6,26	6,29	5,91	5,38	6,07	6,35	6,01
Media @ 1930	6,68	6,85	6,58	6,18	5,43	5,62	6,26	6,52	6,17	5,72	6,56	6,86	6,28
Media @ 2230	6,77	7,06	6,78	6,46	5,49	5,54	5,93	6,22	5,85	5,82	6,68	7,03	6,29

Definición de Parámetros. Tabla de conversión de unidades

Figura 10. Temperatura mínima, máxima y amplitud y velocidad del viento sobre la superficie en diferentes horas.

Por último se observa el promedio mensual y anual de precipitaciones por día que se corresponde con 521,95 mm al año y el Top de radiación atmosférica que tiene un promedio diario anual de 8,06 kWh/m² lo que equivale a 2941.9 kWh/m²

Meteorología (otros):

Precipitación promedio mensual (mm / día)													
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual promedio
22 años de media	1,71	1,53	1,25	1,65	1,43	0,70	0,40	0,60	1,58	2,13	2,29	1,94	1,43

[Definición de parámetros](#)**Información complementaria:**

Promedio mensual Top-of-atmósfera Insolación (kWh / m ² / día)													
Lat 38.585 Lon 1.465	Jan	Febrero	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual promedio
22 años de media	4,53	6,00	7,95	9,81	11,0	11,5	11,2	10,2	8,56	6,60	4,90	4,09	8,06

[Definición de parámetros](#)[Volver a la Página principal de SSE del conjunto de datos](#)

Funcionario Responsable de NASA: John M. Kusterer
Administración del sitio / Ayuda: NASA Langley ASDC Usuario
de Servicios (larc-aids-usa@lists.nasa.gov)
([Política de Privacidad y Aviso Importante](#))
Documento generado el Jue Jun 14 08:39:03 EDT 2012

Figura 11. Precipitación media mensual y promedio mensual de insolación top of atmósfera.

A la vista de los datos anteriores, se puede aprobar el emplazamiento seleccionado por sus condiciones favorables meteorológicas. Por lo tanto se procederá a partir de este momento a los cálculos necesarios de los componentes de la planta energética de receptor central.

1.7. Heliostatos.

Las centrales de potencia termosolares de alta temperatura, para la transformación de la energía solar en eléctrica, mediante un ciclo termodinámico, consisten en general, en un adecuado ordenamiento de espejos, llamados heliostatos, situados sobre un terreno, ordenados y orientados automáticamente, para que en todo momento reflejen la radiación solar directa que incide sobre ellos, en un receptor situado a gran altura sobre el terreno en el que van ubicados los espejos, de forma que toda la energía se transporte al mismo tiempo por radiación.

El campo concentrador está conformado por los heliostatos, que están formados por una serie de espejos planos, dispuestos convenientemente sobre una estructura soporte; en todo momento deben seguir el movimiento aparente del Sol en forma colectiva mediante ordenador, en el que su programa puede ser modificado diariamente, permitiendo a su vez seguir al Sol aún con cielo nublado.

La energía consumida para la dirección y orientación de los heliostatos es relativamente baja, ya que para un solo heliostato de 50 m² de superficie especular y 2 Tm de peso medio, se ha calculado son suficientes 60 W.

El concentrador de energía se puede diseñar de muchas formas, pero una muy cómoda es la de corona circular, en la que los heliostatos irían dispuestos según un

ordenamiento a base de anillos concéntricos; en principio se pueden suponer de forma que no dejasen entre sí ningún espacio vacío, dando por lo tanto, en todo momento, la sensación de un campo especular continuo, es decir, la superficie de los espejos sería igual a la del terreno sobre la que iría ubicado el concentrador, solución que daría lugar a un rendimiento máximo desde el punto de vista energético, pero no del económico. Por lo tanto, los heliostatos deben ir en una disposición que mantenga entre ellos unas distancias determinadas, fijadas por un factor de rendimiento especular y de utilización del campo.

Para que toda la energía solar que llegue a este terreno pueda ser reflejada por el concentrador, existe el inconveniente de que la superficie especular del mismo no se puede utilizar al máximo, debido a fenómenos de solapamiento de sombras de unos heliostatos sobre otros; el modelo de campo continuo tiene la ventaja fundamental, de que todos los cálculos relativos a las propiedades del concentrador, y a las densidades de energía reflejadas por el mismo, pueden hacerse por integración; sin embargo esto no supone ninguna restricción a los demás campos, que perfectamente pueden simular su funcionamiento mediante ordenador.

Para tener una idea de la energía reflejada, consideraremos el campo colector de espejos, como una disposición de anillos planos concéntricos, planteando los siguientes modelos de concentrador:

- a) Modelo especular continuo de espejos infinitesimales*, en el que el campo colector consiste en un círculo especular, de centro la base de la torre, hasta un ángulo máximo que define la circunferencia del círculo; cada espejo está perfectamente individualizado para que pueda cumplir con las leyes de la reflexión.
- b) Modelo especular discontinuo de anillos de heliostatos*, en los que la distancia radial r entre anillos es mayor que la anchura l de cada uno.

1.7.1. Consideraciones geométricas

Como el receptor va colocado a una cierta altura sobre el plano del concentrador, en el eje de simetría vertical del mismo, debe cumplir a su vez una serie de requisitos, que determinarán su forma y sus propiedades. Se puede considerar que la forma del concentrador tiene que imponer una simetría al receptor, que permita considerarle como un volumen de revolución. Su forma y tamaño, a su vez, dependerán de la distancia a que se encuentren los heliostatos de la base de la torre sobre la que iría ubicado el receptor.

Lo ideal sería que la normal a la superficie exterior del receptor, coincidiese en todo momento con la dirección de los rayos solares reflejados por los heliostatos, lo cual, para todo el concentrador, se conseguiría únicamente con un receptor semiesférico; cuando el ángulo cenital formado por los rayos reflejados fuese pequeño,

se impondría el que el receptor tuviese forma de disco plano horizontal; si se aumenta este ángulo medio, la forma ideal sería la de un tronco de cono invertido, y para ángulos grandes, se impondría la forma de un cilindro vertical.

Para determinar los diversos parámetros que intervienen en una central termosolar conviene estudiar por separado el concentrador y el receptor, obteniendo sus propiedades individualmente, pero con la condición de que la energía reflejada por el concentrador, tiene que ser la misma que intercepte el receptor, y de ahí poder obtener, no sólo las densidades energéticas correspondientes a diversos campos concentradores y tipos de receptores, sino su distribución sobre el receptor, para diversos grupos de anillos, y para el campo total, así como las propiedades comunes del conjunto concentrador-receptor.

Con medios informáticos se pueden simular un modelo astronómico que tiene en cuenta el movimiento diurno aparente del Sol, y su proyección estereográfica sobre la superficie terrestre. A la hora de su aplicación se tendrán en cuenta los datos de insolación propios de la zona de Albacete donde esté ubicado el campo concentrador presentando valores estadísticos sobre horas de insolación diarios, mensuales e incluso anuales.

Para este caso en particular los datos, recogidos durante varios años, han sido descargados en archivos tipo DDY, EPW y STAT para posteriormente ser introducidos en el SAM, programa utilizado para la realización del proyecto el cual se encarga por si solo de utilizar los datos.

En la simulación por ordenador de los diversos modelos de campo concentrador, habrá que tener en cuenta que se les puede considerar como una disposición de espejos ordenados sobre el terreno según anillos circulares, con el terreno horizontal, aunque la formulación se puede ampliar a anillos circulares horizontales a diversos niveles, o sobre planos inclinados un ángulo y respecto a la horizontal; los anillos de espejos son concéntricos respecto a la base de la torre, en cuya cima va instalado el receptor.

En cada instante, los heliostatos deberán tener una orientación muy concreta, ya que tendrán que seguir el movimiento aparente del Sol, reflejando la energía solar directa al receptor, por lo que la imagen solar reflejada estará en todo momento sobre el mismo, por lo tanto, podemos considerar el campo de espejos como un gigantesco campo móvil parabólico, en el que en cada instante ninguno de los espejos tiene la misma inclinación que cualquiera de ellos, y en el que los espejos ocuparán las posiciones de los planos tangentes a la familia de paraboloides de revolución, de eje la dirección de los rayos solares incidentes, y de foco, el receptor situado en lo alto de la torre, en los puntos en que esta familia corta al plano horizontal del terreno.

El sistema de seguimiento del movimiento aparente del Sol lo será por el método de orientación según dos ejes, vertical acimutal-horizontal de elevación (Alt-acimut), mediante un servomecanismo impulsado por motores eléctricos; en el modelo de receptor cilíndrico vertical, los heliostatos enfocarán, bien por anillos, o bien por bandas

de anillos, a puntos situados por encima o por debajo del punto focal F , obteniéndose una distribución de energía lo más uniforme posible sobre el receptor.

Los modelos que se desarrollan llevan asociados una serie de consideraciones prácticas de tipo general. Así, cada heliostato está constituido por un conjunto de espejos, de superficie de sección cuadrada; esto se realiza así para abaratar su precio, tanto el de coste e instalación, como el de mantenimiento.

Asimismo se tendrán en cuenta los errores de construcción y de dirección más característicos para la puesta a punto de los heliostatos, como:

- Deformación del haz reflejado debido a la acción del viento sobre la estructura.
- Errores en la cadena cinemática de dirección de espejos.
- Errores constructivos en la perpendicularidad del eje.
- Imperfecciones de las superficies reflectantes.
- Errores de dirección de los espejos.

1.7.2. Orientación de heliostatos

Los concentradores de energía solar formados por campos de heliostatos deben diseñarse para que funcionen en condiciones de máxima eficacia; en todo momento los heliostatos se tienen que orientar de forma que, para cualquier posición del Sol, los rayos que reflejen se dirijan a un punto fijo situado a una cierta altura sobre el nivel del campo concentrador.

Las relaciones fundamentales que regulan la dirección de cada uno de estos heliostatos tienen que satisfacer las leyes de la reflexión, y por lo tanto, los ángulos de los rayos solares incidentes y reflejados, respecto a la normal a cada superficie especular, tienen que ser iguales, estando situados los vectores que los definen, en cada instante, en un mismo plano.

La dirección de los rayos solares incidentes se puede definir por un vector unitario \vec{s} . La dirección de los rayos solares reflejados hacia el foco puntual situado en lo alto de la torre por un vector unitario \vec{t} .

La normal al espejo en el centro geométrico del mismo por un vector unitario \vec{n} ; la posición del Sol en un instante dado viene fijada por el vector \vec{s} apuntando hacia el centro del disco solar. Un espejo cualquiera E estará localizado en el concentrador por el vector \vec{E} , tomando como referencia el foco puntual F en el que se supondrá colocado el receptor de energía.

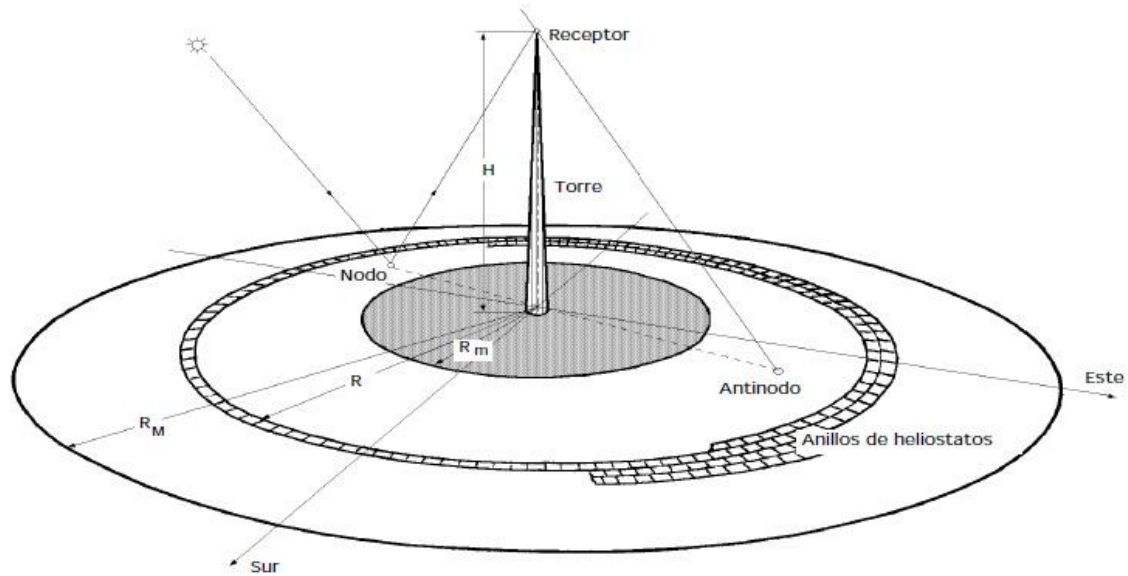


Figura 12. Esquema de central termosolar.

La orientación de este heliostato la especificaremos por su normal unitaria \bar{n} , de la forma,

$$\bar{n} = \frac{\bar{s} + \bar{t}}{|\bar{s} + \bar{t}|}$$

Esta ecuación constituye la relación básica de dirección para un heliostato cualquiera, viniendo definida en función del tiempo por cuanto \bar{s} varía en cada instante, y en función del espacio por cuanto \bar{t} relaciona el espejo E con el foco situado en lo alto de la torre.

Al ser los ángulos de incidencia y reflexión iguales se cumplirá además que,

$$\bar{n} \cdot \bar{s} = \bar{n} \cdot \bar{t} = \frac{N}{2}$$

Si se define un vector \bar{N} de la forma,

$$\bar{N} = \bar{s} + \bar{t} \Rightarrow \bar{n} = \frac{\bar{N}}{N}$$

Y, por lo tanto, si premultiplicamos la ecuación, $\bar{N} = \bar{s} + \bar{t}$, por \bar{n} se obtiene:

$$\bar{n} \cdot \bar{N} = \bar{n} \cdot (\bar{s} + \bar{t}) = \bar{n} \cdot \bar{s} + \bar{n} \cdot \bar{t} = 2 \bar{n} \cdot \bar{s} = 2 \bar{n} \cdot \bar{t}$$

Es decir,

$$N = 2 \bar{n} \cdot \bar{t} = 2 \bar{n} \cdot \bar{s}$$

El vector \bar{t} viene especificado por,

$$\bar{t} = \bar{N} - \bar{s} = \bar{n} N - \bar{s} = \bar{n}^2 (\bar{n} \cdot \bar{s}) - \bar{s}$$

1.7.2.1. Movimiento aparente del sol

El movimiento aparente del Sol respecto a un lugar cualquiera de la superficie terrestre se puede determinar mediante los parámetros siguientes,

- a) Posición del Sol.
- b) Día del año.
- c) Hora del día

Que a su vez se pueden definir mediante tres ángulos que representan la latitud λ del lugar donde está el concentrador, la declinación media del día δ y el ángulo horario τ .

La localización del Sol viene determinada por el vector \bar{s} , que definiremos mediante otros dos ángulos, uno cenital θ_s respecto a la vertical del campo y otro acimutal β_s , respecto a la dirección (Norte-Sur).

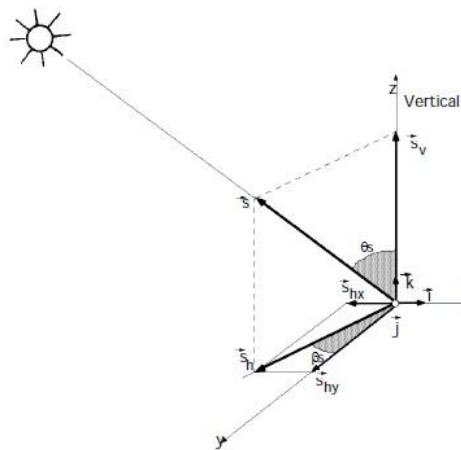


Figura 13. Componentes del vector \bar{s}

El valor de θ_s se puede obtener mediante la ecuación de Benford y Bock, de la forma,

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & \sin \delta \sin \lambda \cos \psi - \sin \delta \cos \lambda \sin \psi \cos \beta + \\ & + \cos \delta \cos \lambda \cos \psi \cos \tau + \cos \delta \sin \lambda \sin \psi \cos \beta \cos \tau + \\ & + \cos \delta \sin \psi \sin \beta \sin \tau. \end{aligned}$$

En la que ψ es el ángulo que forma el terreno con la horizontal.

En nuestro caso vale, $\psi = 0$, por lo que,

$$\cos \theta_s = \sin \delta \sin \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau$$

siendo τ el ángulo horario, 15° por hora, que viene medido en la Figura 14 por el arco (CD) sobre el Ecuador, y es el ángulo que tiene que girar la Tierra para colocar el meridiano que pasa por el punto P directamente debajo del Sol.

El ángulo de salida o puesta del Sol τ_s , se obtiene haciendo en la ecuación anterior, $\theta_s = 90^\circ$

$$\cos \theta_s = -\operatorname{tg} \lambda \operatorname{tg} \delta$$

Para la declinación se puede tomar el valor medio diario, al mediodía, dado por la ecuación,

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left(360 \frac{284 + Z}{365} \right)$$

En la que Z es el día del año considerado, contado a partir del 1 de enero.

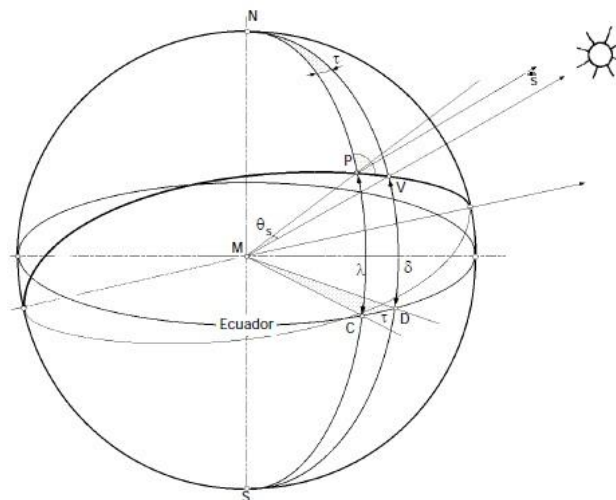


Figura14. Obtención de distintos valores

El valor de β_s se obtiene teniendo en cuenta la Figura 14 y la formulación de Bessel de trigonometría esférica; por el Teorema de Proporcionalidad de los senos,

$$\operatorname{sen} \beta_s = \frac{\operatorname{sen} \tau \cos \delta}{\operatorname{sen} \theta_s}$$

A su vez,

$$\cotg (90 - \delta) \operatorname{sen} (90 - \lambda) = \cos (90 - \lambda) \cos \tau + \operatorname{sen} \tau \cotg \beta_s$$

$$\cotg \beta_s = \frac{\tg \delta \cos \lambda - \sen \lambda \cos \tau}{\sen \tau}$$

Para el ángulo horario τ se obtiene,

$$\cotg \theta_s \sen (90 - \lambda) = \cos (90 - \lambda) \cos \beta_s + \sen \beta_s \cotg \tau$$

$$\cotg \tau = \frac{\cotg \theta_s \cos \lambda - \sen \lambda \cos \beta_s}{\sen \beta_s}$$

Combinando los pares de valores (θ_s, β_s) se obtienen unas gráficas que representan la proyección estereográfica del movimiento aparente del Sol sobre el terreno en el que se ha situado el campo concentrador, Figura 15. La importancia de estas proyecciones solares radica en que, en cada instante, uno y sólo uno de los espejos que conforman el campo, va a coincidir con dicha proyección, lo cual a su vez implica el que ese espejo en concreto tenga su normal vertical en ese instante; a lo largo del día, el lugar geométrico de la proyección estereográfica del movimiento aparente del Sol sobre el terreno permitirá conocer qué espejos, son los que en ese día, van a coincidir con dicho lugar geométrico, y por lo tanto, los que a lo largo del mismo van a permanecer durante un instante en posición horizontal.

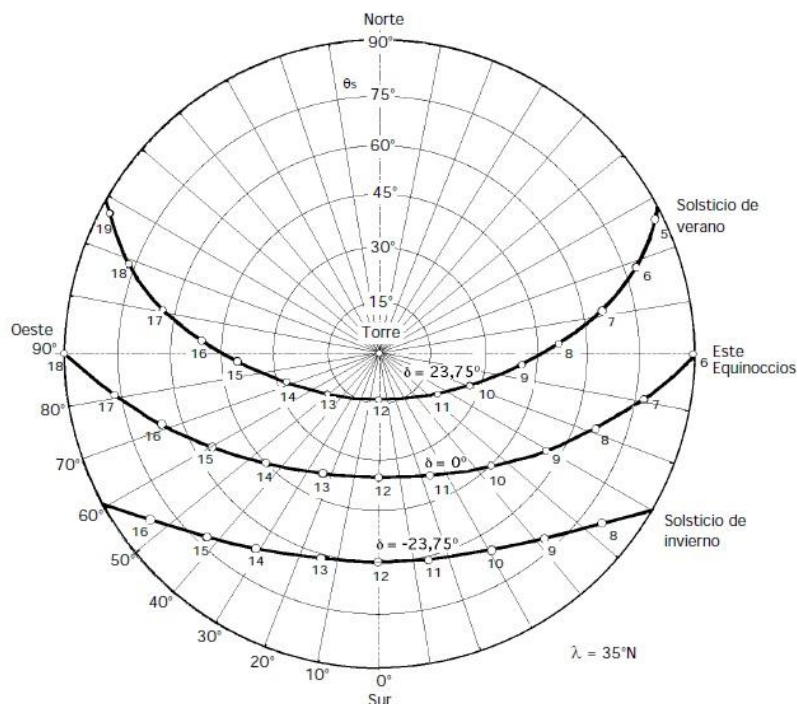


Figura 15. Proyecciones estereográficas del movimiento aparente del Sol

Al espejo que en dicho instante cumpla con esta condición le llamaremos **nodo**, y todos los demás espejos del concentrador vendrán orientados respecto a éste.

El vector \bar{s} en coordenadas cartesianas, vendrá dado por la siguiente ecuación,

$$\bar{s} = (-\sin \theta_s \sin \beta_s) \bar{i} + (-\sin \theta_s \cos \beta_s) \bar{j} + \cos \theta_s \bar{k}$$

En la que sus componentes dependen únicamente de los ángulos θ_s y β_s .

1.7.2.2. Localización de los heliostatos en el concentrador

La localización de un espejo cualquiera E viene dada por el vector \bar{t} , que sabemos coincide con la dirección de los rayos solares reflejados hacia el punto F situado en lo alto de la torre, a la que, por la simetría del campo, supondremos ubicada en el centro del mismo. Al vector \bar{t} le supondremos, a su vez, definido por los ángulos siguientes, \bar{t} es un ángulo cenital, que se corresponde con una distancia radial sobre el plano del terreno dada por,

$$R = H \operatorname{tg} \theta_t$$

Siendo R el radio de la circunferencia que con centro en la base de torre, pasa por el espejo E, y H la altura a la que se encuentra el punto F respecto al plano del concentrador. t es un ángulo acimutal que forma la proyección horizontal h de los rayos solares reflejados, respecto a la dirección Norte-Sur.

Con esta nomenclatura, todos los espejos cuyos centros geométricos se encuentren sobre una circunferencia de radio R y centro O, formarán un anillo de espejos, y tendrán el mismo valor de θ_t ; un espejo perteneciente a este anillo tendrá un valor de β_t único, que le diferenciará de los demás espejos, con lo que quedará perfectamente situado en el conjunto del concentrador.

El vector \bar{t} tiene la siguiente forma,

$$\bar{t} = (-\sin \theta_t \sin \beta_t) \bar{i} + (-\sin \theta_t \cos \beta_t) \bar{j} + \cos \theta_t \bar{k}$$

1.7.3. Orientación de los espejos.

Cada espejo viene definido por su normal \bar{n} que, a su vez, como se indica en la Fig VII.6, puede ponerse también en función de dos ángulos, θ_n cenital que el vector \bar{n} forma con la vertical del campo, y β_n el ángulo acimutal que el vector \bar{n} forma con la dirección Norte-Sur.

A sí, las componentes del vector \bar{n} , en coordenadas cartesianas, son:

$$\bar{n} = (-\sin \theta_n \sin \beta_n) \bar{i} + (-\sin \theta_n \cos \beta_n) \bar{j} + \cos \theta_n \bar{k}$$

De manera que los vectores \bar{s} , \bar{t} y \bar{n} conforman la siguiente matriz

$$\begin{pmatrix} \bar{s} \\ \bar{t} \\ \bar{n} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_s \sin \beta_s & -\sin \theta_s \cos \beta_s & \cos \theta_s \\ -\sin \theta_t \sin \beta_t & -\sin \theta_t \cos \beta_t & \cos \theta_t \\ -\sin \theta_n \sin \beta_n & -\sin \theta_n \cos \beta_n & \cos \theta_n \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \bar{i} \\ \bar{j} \\ \bar{k} \end{pmatrix}$$

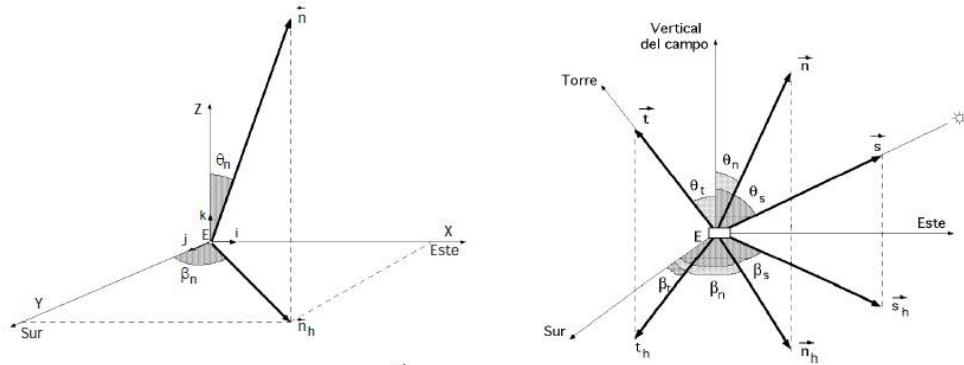


Figura 16. A la izda. Componentes del vector \vec{n} , a la dcha. Ángulos y vectores unitarios

Una visión de los ángulos y vectores así definidos, la hemos representado en la Figura 16; de acuerdo con ella se tiene para valor de θ_n lo siguiente,

$$N \cos \theta_n = \bar{s}_h + \bar{t}_h = \cos \theta_s + \cos \theta_t$$

$$\operatorname{tg} \theta_n = \frac{\sqrt{N^2 - (\cos \theta_s + \cos \theta_t)^2}}{N \cos \theta_n} = \frac{\sqrt{\sin^2 \theta_s + \sin^2 \theta_t + 2 \sin \theta_s \sin \theta_t \cos (\beta_t - \beta_s)}}{\cos \theta_s + \cos \theta_t}$$

Y el valor de β_n se obtiene partiendo de,

$$\vec{N} = \vec{s} + \vec{t} = \vec{n} N =$$

$$= (-\sin \theta_s \sin \beta_s - \sin \theta_t \sin \beta_t) \vec{i} + (-\sin \theta_s \cos \beta_s - \sin \theta_t \cos \beta_t) \vec{j} + (\cos \theta_s + \cos \theta_t) \vec{k}$$

$$\vec{n} N = [(-\sin \theta_n \sin \beta_n) \vec{i} - (\sin \theta_n \cos \beta_n) \vec{j} + (\cos \theta_n) \vec{k}] N$$

$$\left. \begin{aligned} \sin \beta_n &= \frac{\sin \theta_s \sin \beta_s + \sin \theta_t \sin \beta_t}{N \sin \theta_n} \\ \cos \beta_n &= \frac{\sin \theta_s \cos \beta_s + \sin \theta_t \cos \beta_t}{N \sin \theta_n} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \operatorname{tg} \beta_n = \frac{\sin \theta_s \sin \beta_s + \sin \theta_t \sin \beta_t}{\sin \theta_s \cos \beta_s + \sin \theta_t \cos \beta_t}$$

$$\frac{\sin \theta_s}{\sin \theta_t} = \frac{\sin (\beta_t - \beta_n)}{\sin (\beta_n - \beta_s)} = \frac{\sin \beta_{t-n}}{\sin \beta_{n-s}}$$

Ecuaciones que permiten desarrollar una primera interpretación de las características ideales espacio-tiempo de los espejos, considerando en lo que sigue, al

campo especular como una función del espacio e intentar ver qué es lo que sucede con los espejos que cumplen unas condiciones en un instante fijo y determinado, y también, como una función del tiempo, teniendo perfectamente localizadas las posiciones de los espejos sobre el concentrador.

1.7.4. Orientación espacial de los espejos

Para estudiar la orientación espacial de los espejos hay que considerar un instante fijo del día, especificado por el vector solar s ; esta orientación se puede visualizar mediante dos tipos de gráficas:

- a) Las líneas de igual acimut, o líneas $n = Cte$
- b) Las líneas de igual ángulo cenital, o líneas $n = Cte$

Que se pueden representar en función de θ_t y β_t obteniéndose un tipo de curvas que son función, únicamente, del ángulo cenital solar θ_s .

Los valores de θ_s oscilan entre -90° y $+90^\circ$; la representación más sencilla será aquella en la que el Sol se encuentre en su posición máxima que, teóricamente, se corresponderá con, $\theta_s = 0^\circ$, encontrándose,

$$\operatorname{tg} \theta_n = \frac{\operatorname{sen} \theta_t}{1 + \cos \theta_t} = \operatorname{tg} \frac{\theta_t}{2} ; \quad \theta_n = \frac{\theta_t}{2}$$

$$\operatorname{tg} \beta_n = \operatorname{tg} \beta_t ; \quad \beta_n = \beta_t$$

Lo cual quiere decir que para, $\theta_s = 0^\circ$, (el Sol en la vertical del campo), la representación de las líneas de igual β_n serían líneas radiales que se cortan en el punto O, centro del concentrador, y las líneas de igual inclinación θ_n círculos concéntricos de centro O, lo que supone que el espejo colocado en O coincide con el nodo.

Sin embargo, no es esto lo que sucede en realidad, por cuanto θ_s no alcanza nunca el valor cero, y por lo tanto, el nodo N estará situado en un punto sobre la proyección sobre el terreno de los vectores s y t , contenidos en un plano vertical, de forma que se cumpla en todo momento que, $\theta_n = 0^\circ$, lo cual permite hacer constar que al tratar al nodo como un punto singular de la distribución especular del concentrador, en cada instante, siempre se podrá visualizar la variación de los ángulos de inclinación de los espejos, respecto del tiempo, observando la variación de la posición de nodo.

Como el lugar geométrico de las posiciones del nodo es idéntico a la intersección con el plano del terreno de los rayos solares incidentes que cumplan con la condición de que, $\theta_s = \theta_t$, se podrá obtener una distribución completa de las inclinaciones de los espejos, junto con sus posiciones, haciendo coincidir, en todo instante, la proyección estereográfica del movimiento aparente del Sol sobre el terreno, con el nodo correspondiente a la posición aparente del Sol en ese instante.

Para completar la orientación espacial de los espejos hay que trazar las curvas de $\beta_n = Cte$; se puede simplificar el cálculo haciendo que, $\beta_{n-s} = \beta_n$, lo cual supone que el eje de simetría le hemos hecho coincidir con $\beta_s = 0^\circ$, es decir, con la proyección sobre el plano del terreno del plano vertical formado por los vectores s y t que cumplan tal condición, Figura 17. Para un instante cualquiera del día determinado por su θ_s fijo, al dar a θ_t un valor determinado, se obtienen las componentes correspondientes a β_n y β_t .

Haciendo $\beta_t = 0^\circ$, se tiene,

$\beta_{n-s} = \beta_n = 0^\circ$ que se corresponde con un valor de θ_t que coincide con el nodo.

Para cualquier otro valor de θ_t siempre que, $\beta_{t-s} = \beta_t = 0^\circ$, las curvas de igual acimut pasarán por el mismo punto, el nodo. En la Figura 17 se ha hecho una representación para un ángulo, $\theta_s = 45^\circ$, habiendo considerado, $\tan \theta_t$, en lugar de θ_t ; para hallar los ángulos de inclinación cenital y acimutal de un espejo determinado, no hay más que situar éste en el campo y de acuerdo con la posición de la torre, que se tomará como origen de coordenadas, hallar las líneas que pasan por él.

El espejo diametralmente opuesto al nodo, sobre el mismo anillo de radio R , también tiene, $\theta_s = \theta_t$, pero en este caso, este espejo es el único perpendicular a los rayos solares incidentes y a los rayos reflejados, por lo que los vectores n , s y t coincidirán; dicho en otras palabras este espejo estaría en la posición de la sombra proyectada por el punto focal F sobre el terreno.

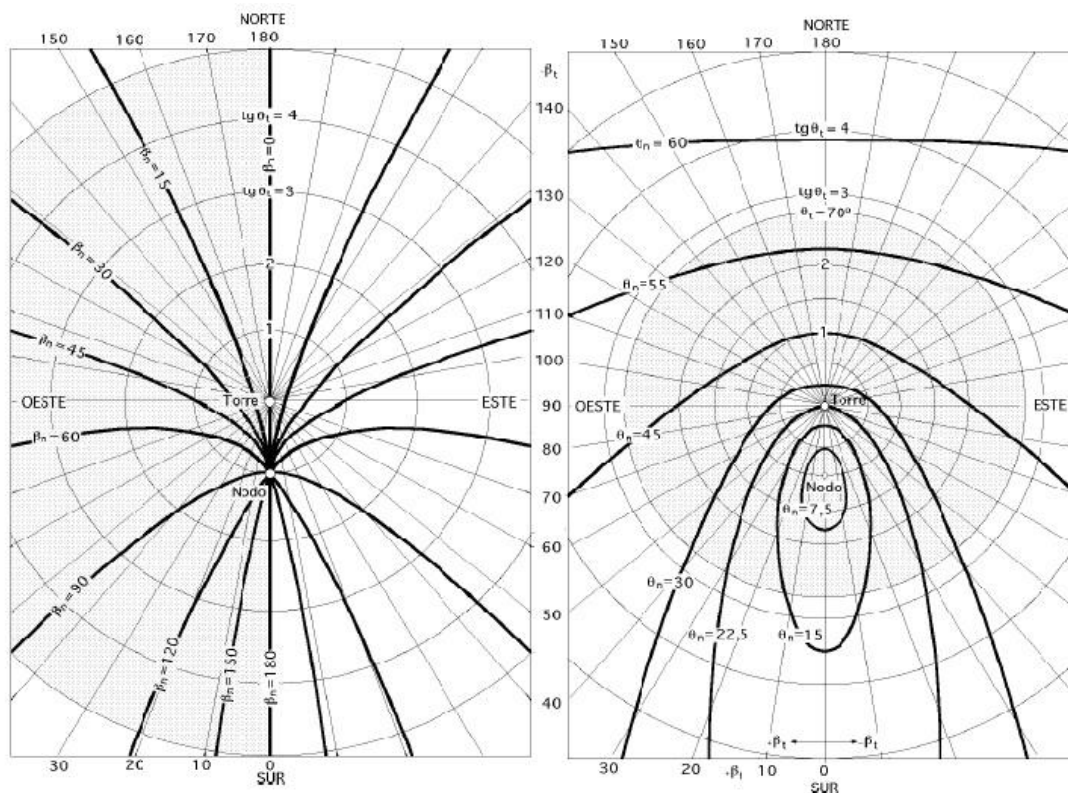


Figura 17. A la izda. Líneas de igual ángulo acimutal β_n , a la dcha. Líneas de igual ángulo cenital θ_n

1.7.5. Orientación temporal de los espejos.

Las ecuaciones que definen a θ_n y β_n pueden ponerse en función del ángulo horario mediante las siguientes ecuaciones,

$$\begin{cases} \cos \theta_s = \sin \delta \sin \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau \\ \sin \beta_s = \frac{\sin \tau \cos \delta}{\sin \theta_s} \\ \cos \theta_n = \frac{1}{N(\cos \theta_s + \cos \theta_t)} = \frac{1}{N(\sin \delta \sin \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau + \cos \theta_t)} \\ \operatorname{tg} \beta_n = \frac{\sin \tau \cos \delta + \sin \theta_t \sin \beta_t}{\sin \theta_t \cos \beta_t + \cos \delta \sin \lambda \cos \tau - \cos \lambda \sin \delta} \end{cases}$$

El valor de N se obtiene como sigue:

$$\vec{N} = \vec{s} + \vec{t} = \vec{n} N$$

$$\vec{n} \cdot \vec{n} N = \vec{n} \cdot \vec{s} + \vec{n} \cdot \vec{t} = 2 \vec{n} \cdot \vec{s} = 2 \vec{n} \cdot \vec{t} = N ; \vec{n} \cdot \vec{s} = \vec{n} \cdot \vec{t} = \frac{N}{2}$$

$$\vec{t} \cdot \vec{N} = \vec{t} \cdot \vec{s} + \vec{t} \cdot \vec{t} = \vec{t} \cdot \vec{s} + 1 = \vec{t} \cdot \vec{n} N = \frac{N^2}{2} ; N = \sqrt{2 (\vec{t} \cdot \vec{s} + 1)}$$

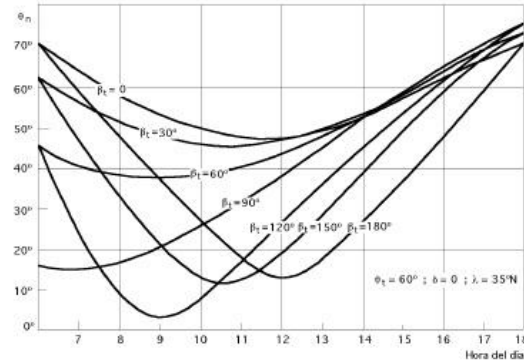
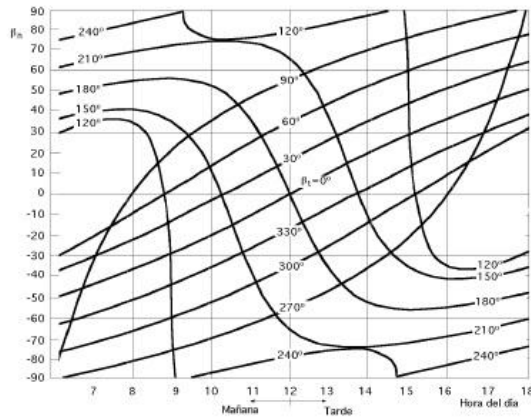


Figura 18. A la izda. Ángulos acimutales, $\theta_t = 60^\circ$; $d = 0^\circ$; $l = 35^\circ N$, a la dcha. Ángulos cenitales, $\theta_t = 60^\circ$; $d = 0^\circ$; $l = 35^\circ N$

y teniendo en cuenta los valores de \vec{s} y \vec{t} se obtiene,

$$N = \sqrt{2 (1 + \cos \theta_s \cos \theta_t + \sin \theta_s \sin \theta_t \cos \beta_{t-s})} =$$

$$= \sqrt{2 [1 + \cos \theta_t (\sin \lambda \sin \delta + \cos \lambda \cos \delta \cos \tau + \sin \theta_t \sin \beta_t \cos \delta \sin \tau + \sin \theta_t \cos \beta_t (\sin \lambda \cos \delta \cos \tau - \cos \lambda \sin \delta))]}$$

Que hay que tener en cuenta en el cálculo de $\cos \theta_n$.

Con las ecuaciones anteriores se puede estudiar el comportamiento de los espejos de un anillo cualquiera definido por su θ_t , en un determinado día del año fijado por su declinación media δ , en la latitud λ , y a una hora dada del día Z , definida por su ángulo horario τ en función de β_n .

Dicho anillo tendrá un número finito de espejos, viniendo cada uno de ellos perfectamente localizado por su θ_t y β_t .

Conviene que un espejo vaya colocado en la posición, $\beta_t = 0^\circ$, y los demás dispuestos simétricamente respecto a la dirección Norte-Sur, y así poder analizar el comportamiento de tan solo la mitad de los espejos del anillo, por cuanto su funcionamiento por la mañana sería el mismo que el de los no estudiados por la tarde, y viceversa.

La posición del nodo queda fijada para, $\theta_s = \theta_t$, obteniéndose el ángulo horario correspondiente con ayuda de la ecuación que proporciona el $\cos \theta_s$; de igual manera se

puede hallar su β_t teniendo en cuenta la ecuación que proporciona, $\tan \beta_n$, aplicando las condiciones impuestas por el punto nodal. La representación que se hace en la Figura 18 se corresponde con los ángulos acimutales y cenitales que cada espejo irá tomando dentro del anillo correspondiente, definido por su θ_t común a todos los espejos del mismo y por el β_t propio de cada espejo.

1.8. Sombras y apantallamientos

En los campos de heliostatos se pueden originar unos efectos de sombras y apantallamientos, originadas en un espejo cualquiera por sus espejos vecinos, dándose los siguientes casos:

- Un espejo puede quedar sombreado por otro vecino que intercepte parcialmente los rayos solares incidentes, de forma que una parte del espejo considerado queda inutilizada para la reflexión en un momento dado; en la Figura 19, se corresponde con el área (SgEmS).
- Un espejo puede recibir en su superficie la luz solar, total o parcialmente, pero podrá estar apantallado en la luz que refleja hacia lo alto de la torre por los espejos vecinos situados entre él y la torre; en la Figura 19 se corresponde con el área (SiFnS).

1.8.1. Sombras proyectadas sobre el plano del terreno

Para analizar estos efectos, consideraremos en primer lugar cómo se proyecta la sombra (RABO) de la Figura 19 originada por el espejo (RCDO) sobre el plano horizontal del terreno; a esta sombra proyectada habrá que superponer el efecto del apantallamiento proyectado también sobre el plano horizontal (RaboR), en el supuesto de que en lo alto de la torre se tuviese un foco ficticio de luz, que al iluminar el espejo proyectará su sombra sobre el terreno.

Además se puede considerar que los espejos son relativamente pequeños en comparación con la distancia de los mismos a lo alto de la torre, y por lo tanto, que los rayos ficticios que pasan por los vértices del espejo considerado son paralelos a la línea que une el centro del receptor con el centro del espejo.

De acuerdo con la Figura 19, consideraremos un espejo rectangular único, de anchura, (RC) = l , y longitud, (RO) = L , dos de cuyos lados siempre serán paralelos al terreno estando el (RO) sobre el plano horizontal del mismo.

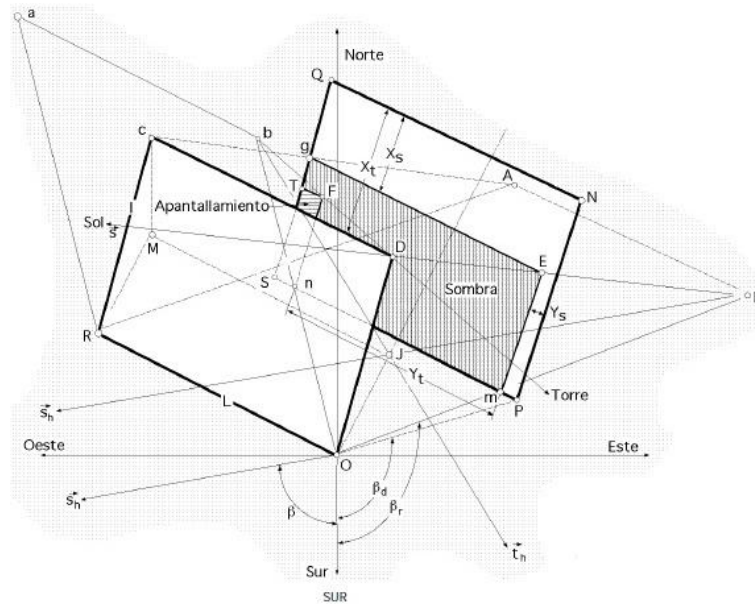


Figura 19. Sombras y apantallamientos sobre espejos

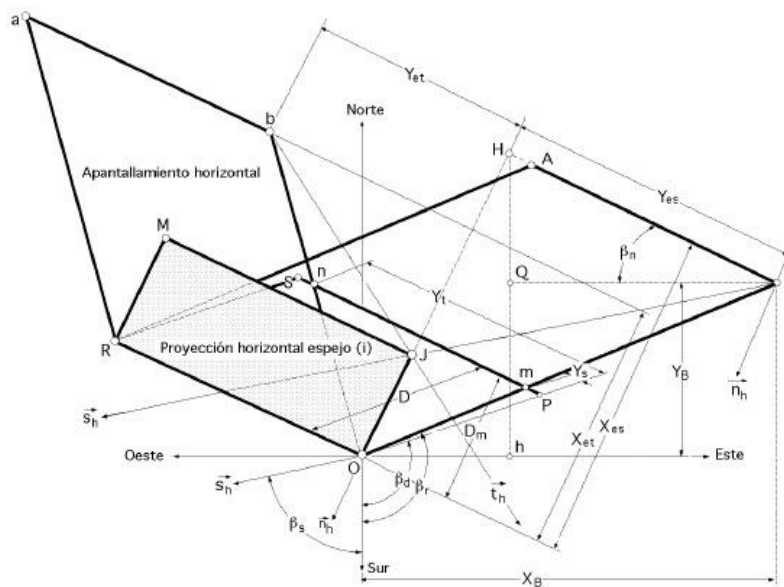


Figura 20. Sombras proyectadas sobre el plano del terreno

El centro de este espejo quedará perfectamente localizado por los ángulos θ_t y β_t , de forma que en todo momento pueda estar relacionado con los ángulos que dan la posición del Sol, θ_s y β_s , viniendo especificada la orientación del espejo por los ángulos θ_n y β_n que proporcionan las ecuaciones de dirección.

Las sombras y apantallamientos proyectados sobre el plano del terreno tendrán forma de paralelogramos, de modo que el apantallamiento horizontal vendrá dado por el paralelogramo (RaboR), y la sombra solar horizontal por el paralelogramo (RABOR); la

proyección del espejo sobre el plano horizontal que pasa por su base queda determinada por el área (RMJOR).

Para poder visualizar en forma efectiva los fenómenos de sombra y/o apantallamiento sobre el plano horizontal del terreno, y poder determinar el tamaño exacto de estas proyecciones (Rabor) y (RABOR) sólo se ha representado el lado de los espejos que está en contacto con el plano horizontal, uno de ellos, el del anillo **i** dado por (RO), y el otro, el del anillo **j**, dado por (SP), base paralela a la anterior, de la misma longitud, situada a una distancia, $D = (OP)$, de la primera; de esta forma, el espejo de base (SP) puede estar sometido a efectos de sombra y/o apantallamiento por el espejo de base (RO); para poder hacer medidas introduciremos a su vez la Figura 21, que indica la continuidad de las sombras y apantallamientos, y la Figura 22 que permite introducir otras dos vistas de los espejos y sus sombras, dadas las Figuras 23, 24 y 25.

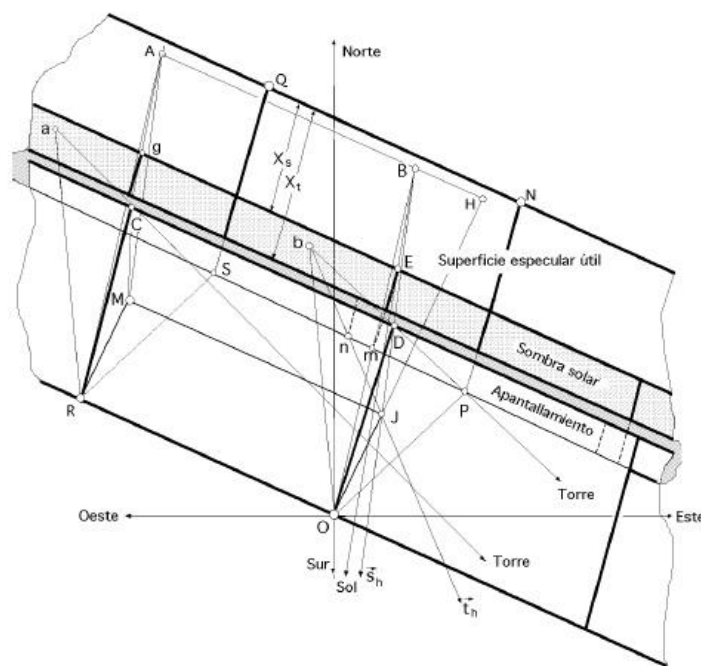


Figura 21. Sombras y apantallamientos sobre un anillo continuo

Según la Figura 22, en la que se ha representado sólo el efecto de sombra, proyectamos el triángulo (GHC) contenido en el plano vertical que a su vez contiene a s , sobre el plano normal al espejo E, obteniéndose el triángulo (G'H'C); al proyectar el ángulo cenital θ_s sobre el plano normal al espejo, resultará un ángulo de perfil θ_{sp} dado por, $\text{área (GHC)} \cos \beta_{sn} = \text{área (G'H'C)}$

$$\left. \begin{aligned} \text{área (GHC)} &= \frac{(HG)^2}{2} \operatorname{tg} \theta_s \\ \text{área (G'H'C)} &= \frac{(H'G')^2}{2} \operatorname{tg} \theta_{sp} \end{aligned} \right\} \text{, y como, } (HG) = (H'G'), \text{ resulta: } \operatorname{tg} \theta_s \cos \beta_{sn} = \operatorname{tg} \theta_{sp}$$

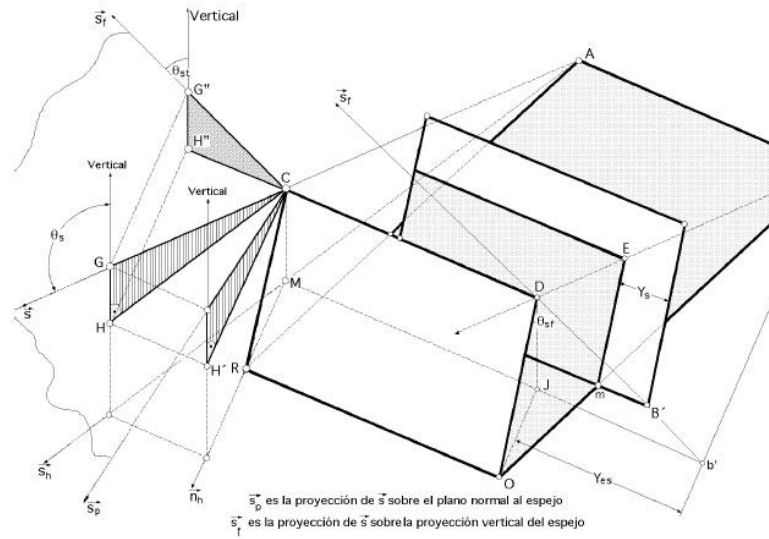


Figura 22. Diversas proyecciones del vector \vec{s}

Teniendo en cuenta una construcción similar, se obtiene la proyección del ángulo θ_s sobre la proyección vertical del espejo, que llamaremos θ_{sf} , y que la proporciona la vista frontal de la Figura 23, en la forma,

$$\operatorname{tg} \theta_{sf} = \operatorname{tg} \theta_s \operatorname{sen} (\beta_s - \beta_n)$$

y en consecuencia, para determinar la distancia X_{es} perpendicular al lado horizontal de espejo (RO), según la vista lateral correspondiente a la Figura 23 resulta,

$$\begin{aligned} X_{es} = (OH) = (OB)_{\text{proy}} = (OJ) + (JH) &= \begin{vmatrix} (OJ) = 1 \cos \theta_s \\ (JH) = (JD) \operatorname{tg} \theta_{sp} = 1 \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sp} \end{vmatrix} = \\ &= 1 (\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sp}) = 1 \{ (\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n)) \} \end{aligned}$$

Por lo que respecta a la posición del punto B, viene determinada en la Figura 20 por la distancia (HB) y según las la Figura 22 y 23, por,

$$(HB) = Y_{es} = 1 \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sf} = 1 \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \operatorname{sen} (\beta_s - \beta_n)$$

$$\begin{cases} X_B = 1 (\cos \theta_n \operatorname{sen} \beta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \operatorname{sen} \beta_s) \\ Y_B = 1 (\cos \theta_n \cos \beta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos \beta_s) \end{cases}$$

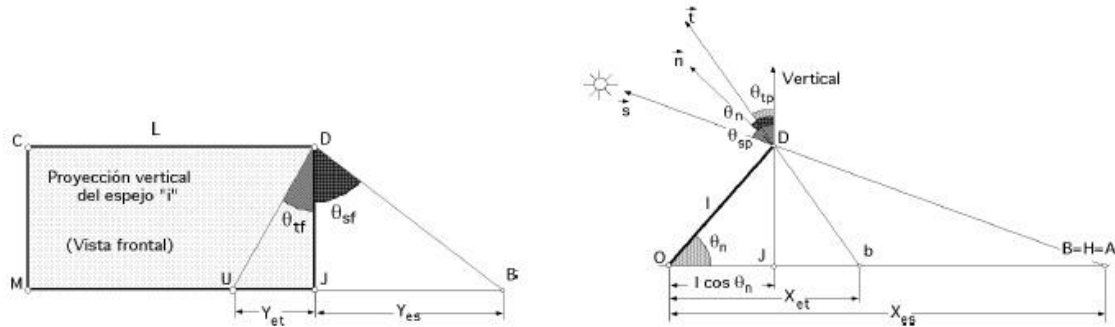


Figura 23. Vistas frontal y de perfil de la proyección vertical del espejo

Haciendo un desarrollo similar se encuentra que los vértices de la proyección del apantallamiento de la torre sobre el plano horizontal, puntos *a* y *b*, interpretados como la sombra ficticia producida por el foco imaginario de luz situado en lo alto de la torre, se obtienen cambiando los subíndices de X_{es} por X_{et} , y los de Y_{es} por Y_{et} .

$$\begin{cases} X_{et} = l (\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_{tp}) = l (\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \cos(\beta_t - \beta_n)) \\ Y_{et} = l \sin \theta_s \operatorname{tg} \theta_{tf} = l \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \sin(\beta_t - \beta_n) \end{cases}$$

Los puntos A y B estarán sobre líneas paralelas al vector \vec{s} , mientras que los puntos *a* y *b* estarán sobre líneas paralelas al vector \vec{t} las cuales pasarán por los vértices superiores del espejo C y D; como los vectores \vec{s} y \vec{t} están relacionados entre sí por las ecuaciones de dirección de los espejos, las sombras producidas por el Sol y por el foco ficticio de la torre, tendrán también una cierta dependencia. En efecto,

$$\vec{n} \cdot \vec{s} = \cos \theta_n \cos \theta_s + \sin \theta_n \sin \theta_s \cos(\beta_s - \beta_n) = \cos \theta_s X_{es} = \vec{n} \cdot \vec{t} = \eta_e$$

En la misma forma para, $\vec{n} \cdot \vec{t}$, resulta,

$$\vec{n} \cdot \vec{t} = \cos \theta_t \cos \theta_n + \sin \theta_t \sin \theta_n \cos(\beta_n - \beta_t) = \cos \theta_t X_{et} = \eta_e$$

por lo que,

$$\begin{cases} \frac{X_{et}}{X_{es}} = \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_t} = p = \frac{1}{\eta_s} \\ \frac{Y_{et}}{Y_{es}} = \frac{-\cos \theta_s}{\cos \theta_t} = -p = \frac{-1}{\eta_s} \end{cases}$$

Resultado que permite compendiar todos los efectos de sombra y apantallamiento, para un campo ideal y continuo de heliostatos, en un resultado único, cuyo análisis e interpretación conduce a las siguientes conclusiones:

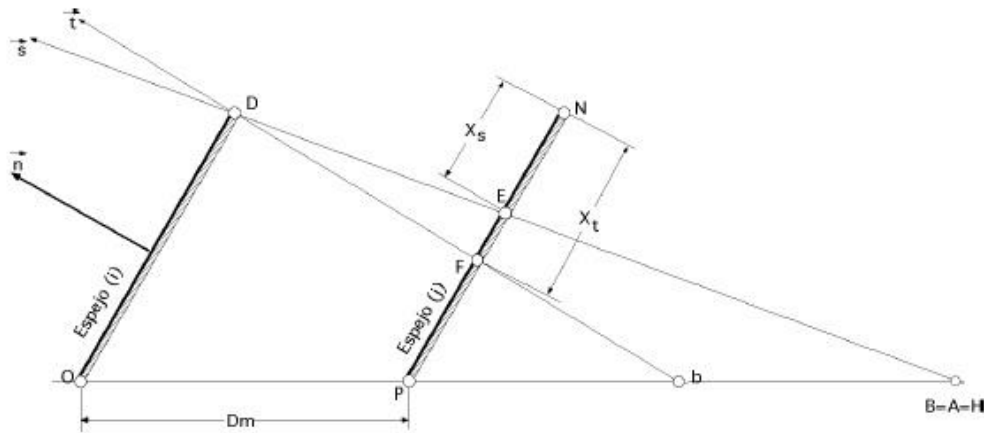


Figura 24. Proyecciones solares de un espejo sobre otro contiguo y sobre el terreno

a) El parámetro **p** proporciona una idea sobre la magnitud y extensión de las sombras, tanto la real solar, como el apantallamiento.

Cuando se cumpla que,

$$p < 1 ; \cos \theta_s < \cos \theta_t ; \eta_s > 1 , \theta_t < \theta_s$$

la sombra solar será más grande que el apantallamiento y éste quedará dentro de ella.

Cuando se cumpla que,

$$p > 1 ; \cos \theta_s > \cos \theta_t ; \eta_s < 1 , \theta_t > \theta_s$$

la sombra solar será más pequeña que el apantallamiento.

b) Los cálculos se pueden realizar teniendo en cuenta un único modelo de sombras, por cuanto existe una relación entre ellas a través del parámetro **p**.

c) En el campo continuo de heliostatos, sólo predominará un tipo de sombras, y aunque la otra también estará presente, siempre quedará dentro del campo de la predominante, y por lo tanto no se tendrá en cuenta.

En los campos discontinuos los dos tipos de fenómenos están presentes, pudiendo existir solape o no.

1.8.2. Sombras proyectadas sobre la superficie de un espejo vecino paralelo

El cálculo que se ha desarrollado, relativo a las sombras proyectadas por un espejo sobre un plano horizontal que coincide con el terreno, servirá de referencia para el estudio de las sombras proyectadas por este espejo sobre sus vecinos.

Para ello se considerará un segundo espejo, de dimensiones idénticas al anteriormente estudiado; llamando D a la distancia radial entre los centros de sus bases, sobre este espejo se reproducen los efectos de sombra y apantallamiento originados por el primero. La línea que une los puntos O y P la consideraremos definida respecto a la dirección Norte-Sur por el ángulo acimutal β_d , según la Figura 19, 20, 21 y 22.

Como es lógico este segundo espejo podrá estar parcialmente sombreado, y/o apantallado; la unión de las líneas de apantallamiento y de sombra solar constituirá la sombra total, cuyo área complementaria será la superficie especular disponible y efectiva; cuando los puntos a , b , A y B estén comprendidos dentro del espacio sobre el terreno que separa los dos espejos, no habrá sombras ni apantallamientos.

Para obtener este área de exposición volveremos a examinarlas vistas lateral y de planta de los espejos; según la Figura 20, los espejos estarán separados la distancia mínima D_m , contenida en la intersección de un plano normal al espejo con el plano del terreno, de la forma,

$$D_m = D \cos (\beta_n - \beta_d)$$

La mayor magnitud que está expuesta al Sol para el caso de sombra solar es X_s , viniendo dado su valor por,

$$\frac{X_s}{D_m} = \frac{1}{X_{es}} ; \quad 1 D_m = X_s X_{es}$$

$$X_s = \frac{1 D_m}{X_{es}} = \left| X_{es} = 1 (\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sp}) = 1 \{ (\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n)) \} \right| =$$

$$= \frac{D \cos \beta_{nd}}{\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n)}$$

que es un caso de sombra parcial para, $D_m < X_{es}$.

Cuando se cumpla que, $X_s = 1$, no habrá sombra solar, siendo entonces, $D_m > X_{es}$.

En la misma forma para el apantallamiento, el valor de X_t viene dado por,

$$\frac{X_t}{D_m} = \frac{1}{X_{et}} ; \quad 1 D_m = X_t X_{et}$$

y por lo tanto, cuando se cumpla que, $D_m < X_{et}$,

$$X_t = \frac{1 D_m}{X_{et}}$$

no existiendo apantallamiento cuando, $X_t = 1$, para, $D_m > X_{et}$.

Dividiendo las ecuaciones anteriores entre sí, se obtiene,

$$\frac{X_t}{X_s} = \frac{X_{es}}{X_{et}} = \frac{1}{p}$$

por lo que,

para, $D_m < p X_{es}$; $X_t = X_s p$ para, $D_m > p X_{es}$; $X_t = 1$

La expresión de X_t se puede poner en la forma,

$$X_t = \frac{1 D_m}{X_{et}} = \frac{D \cos \beta_{nd}}{p \{ \cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n) \}}$$

A su vez, las distancias correspondientes a las exposiciones laterales Y_s e Y_t vienen definidas de acuerdo con la Figura 19, en el triángulo (mPO), y en el triángulo (PnO), obteniéndose,

$$\frac{Y_s}{\sin (\beta_r - \beta_d)} = \frac{D}{\sin (90 + \beta_m)} = \frac{D}{\cos \beta_m} = | \beta_m = 180 - \beta_r - \beta_n | = \frac{-D}{\cos (\beta_r + \beta_n)}$$

$$\frac{Y_t}{\sin (2 \beta_m + \beta_r - \beta_d)} = \frac{D}{\cos \beta_m} = \frac{D}{\cos (\beta_r + \beta_n)}$$

Dividiéndolas miembro a miembro resulta,

$$\frac{Y_s}{Y_t} = \frac{-\sin (\beta_r - \beta_d)}{\sin (2 \beta_n + \beta_r + \beta_d)}$$

que es la relación existente entre los efectos tipo Y correspondientes a las sombras y apantallamientos.

Para determinar el valor de β_d partiremos de dos heliostatos paralelos, haciendo las siguientes consideraciones,

- Campo continuo de heliostatos, en el que la separación entre anillos es **1**.
- Campo discontinuo de heliostatos, en el que la separación entre anillos es **2 l**.

Para el campo continuo de heliostatos, definiremos las coordenadas del punto I' por (x0,y0) y las del punto P por (xp,yp), según se indica en las Figuras 25 y 26, así se tiene,

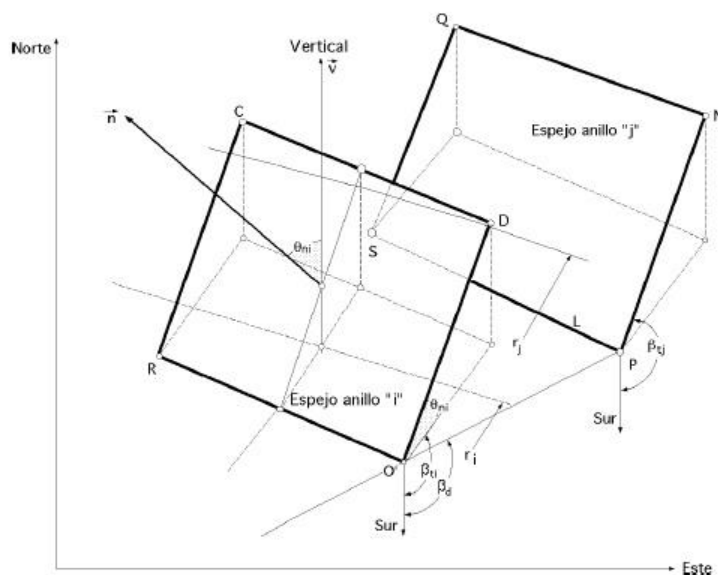


Figura 25. Proyecciones de sombras espaciales entre espejos vecinos

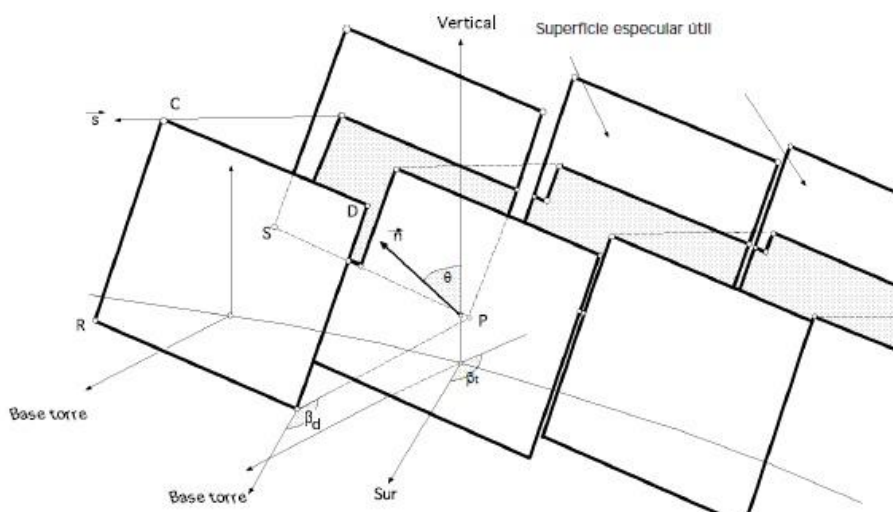


Figura 26. Superficie especular útil sobre un anillo de espejos cualquiera.

$$x_0 = (r_i - \frac{1}{2} \cos \theta_{ni}) \sin \beta_{ti} - \frac{L}{2} \cos \beta_{ti} = |r_i = H \operatorname{tg} \theta_{ti}| =$$

$$= (H \operatorname{tg} \theta_{ti} - \frac{1}{2} \cos \theta_{ni}) \sin \beta_{ti} - \frac{L}{2} \cos \beta_{ti}$$

$$y_0 = - (H \operatorname{tg} \theta_{ti} - \frac{1}{2} \cos \theta_{ni}) \cos \beta_{ti} - \frac{L}{2} \sin \beta_{ti}$$

Como la distancia mínima entre anillos es l , el radio del anillo j , será,

$$r_i = r_j + l = H \operatorname{tg} \theta_{tj}$$

$$\begin{cases} x_p = (H \operatorname{tg} \theta_{tj} \cdot \frac{1}{2} \cos \theta_{nj}) \operatorname{sen} \beta_{tj} - \frac{L}{2} \cos \beta_{tj} \\ y_p = (H \operatorname{tg} \theta_{tj} \cdot \frac{1}{2} \cos \theta_{nj}) \cos \beta_{tj} - \frac{L}{2} \operatorname{sen} \beta_{tj} \end{cases}$$

y, por lo tanto, se puede poner,

$$\frac{y_p - y_0}{x_p - x_0} = \operatorname{tg}(\beta_d - 90^\circ) = \frac{-1}{\operatorname{tg} \beta_d}$$

resultando, según la Figura 22,

$$\beta_r = \beta_x + 90 \quad ; \quad \operatorname{tg} \beta_r = \operatorname{tg}(\beta_x + 90) = \frac{-1}{\operatorname{tg} \beta_x} = -\frac{X_B}{Y_B}$$

Para el campo discontinuo de heliostatos, en el que la separación entre anillos es, $2l$, resultará,

$$r_j = r_i + 2l = H \operatorname{tg} \theta_{ti} + 2l = H \operatorname{tg} \theta_{tj}$$

y, en consecuencia, se podrán utilizar las ecuaciones anteriormente deducidas, introduciendo en los ángulos el signo (') para diferenciarlos.

1.8.3. Efecto coseno

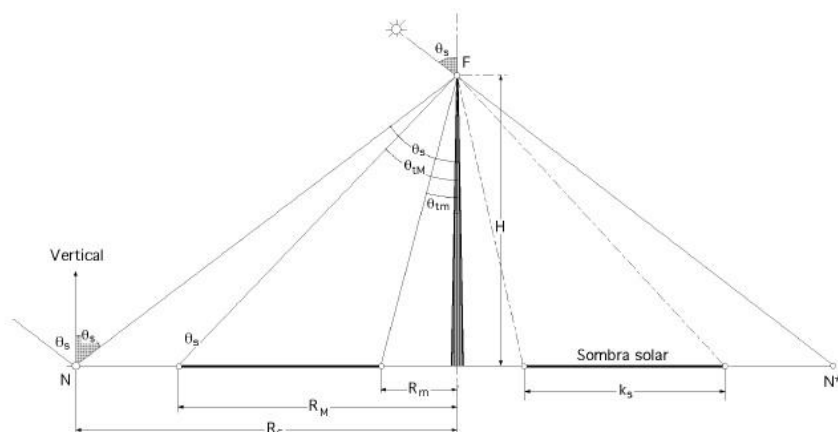
Para determinar el área efectiva del espejo, que en condiciones ideales coincidirá con la energía solar reflejada hacia el receptor, haremos uso de un factor de utilización F_u definido en la forma,

$$F_u = \frac{\eta_s}{\eta_e} \cos \theta_s = \frac{\cos \theta_t}{\sqrt{\frac{1 + \cos \theta_s \cos \theta_t + \operatorname{sen} \theta_s \operatorname{sen} \theta_t \cos \beta_{ts}}{2}}}$$

que depende de la zona del campo en la que se encuentre el espejo, y del factor de rendimiento especular dado por la ecuación

$$\eta_e = \cos \theta_s \times \cos \theta_t = \cos \theta_t \times \cos \theta_s$$

Introduciendo el concepto de efecto coseno del campo especular, que llamaremos k_s ó k_t , se podrá conocer la fracción de energía solar que será posible enviar al receptor, cuando predomine un tipo cualquiera de sombras.



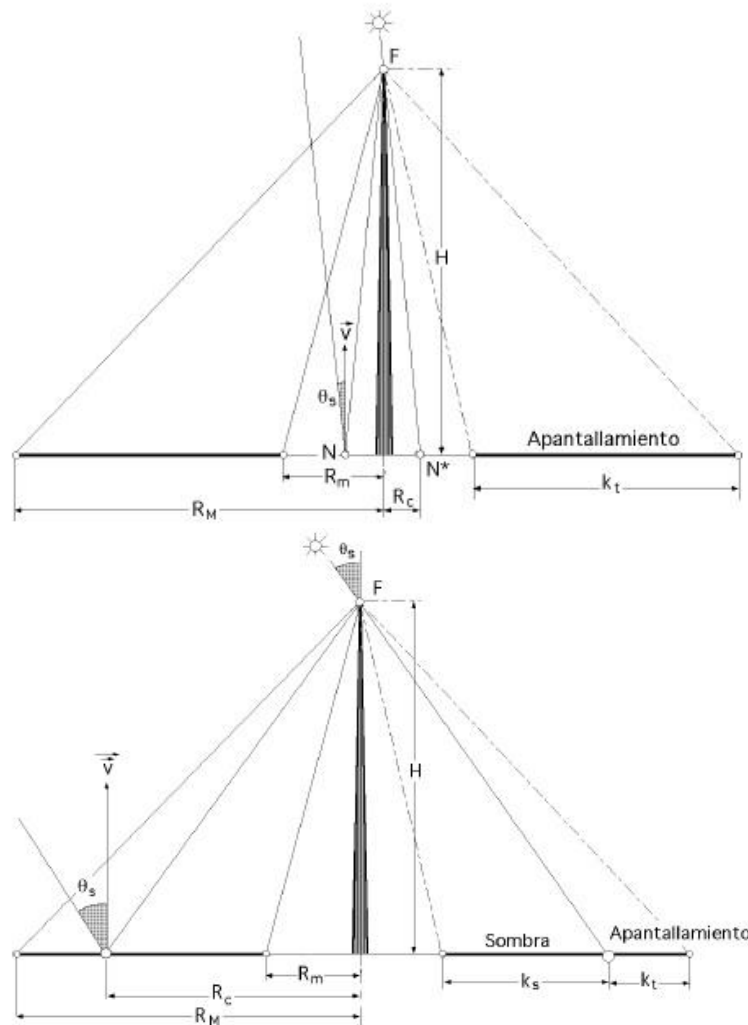


Figura 27. De arriba a abajo, el nodo cae fuera del campo concentrador, el nodo cae entre la base de la torre y el concentrador y el nodo cae dentro del concentrador.

Cuando se verifique, $\theta_t > \theta_s$, resulta que $p > 1$ y $k_s > k_t$, que indica predominio del apantallamiento sobre la sombra solar.

Cuando el nodo caiga dentro del campo especular, predominará uno u otro efecto de sombra, según se esté a una u otra parte de la circunferencia crítica de radio R_c , que en cada instante pasará por el nodo correspondiente.

1.9. Concentradores circulares con receptor central simétrico.

1.9.1. Características generales de los concentradores continuos de heliostatos.

Los heliostatos, dadas sus pequeñas dimensiones frente a las del campo concentrador, se pueden considerar como pequeñas superficies especulares, perfectamente individualizados y dispuestos según un ordenamiento circular, con centro en la base de la torre, en cuya cima se encuentra ubicado el receptor.

Por lo que respecta a sus inclinaciones, estarán ordenados alrededor del nodo (único punto del campo en el que en cada instante hay un espejo horizontal), coincidiendo en cada momento con las líneas de igual acimut del concentrador ya que las curvas de igual inclinación son independientes de la presencia o no de espejos en cada punto del campo.

El objeto de obtener el máximo rendimiento implica a su vez el conseguir las máximas exposiciones especulares

El campo de heliostatos, en principio, se puede considerar como una corona circular, cuyo centro es la base de la torre.

El radio mínimo interior del campo así definido viene dado por,

$$R_{\text{máx}} = H \cdot \tan \theta_{\text{tM}} = R_{\text{M}}$$

en la que θ_{tM} es el ángulo máximo formado por el rayo reflejado por el punto central de cualquiera de los heliostatos situados en la periferia del campo y el eje de la torre.

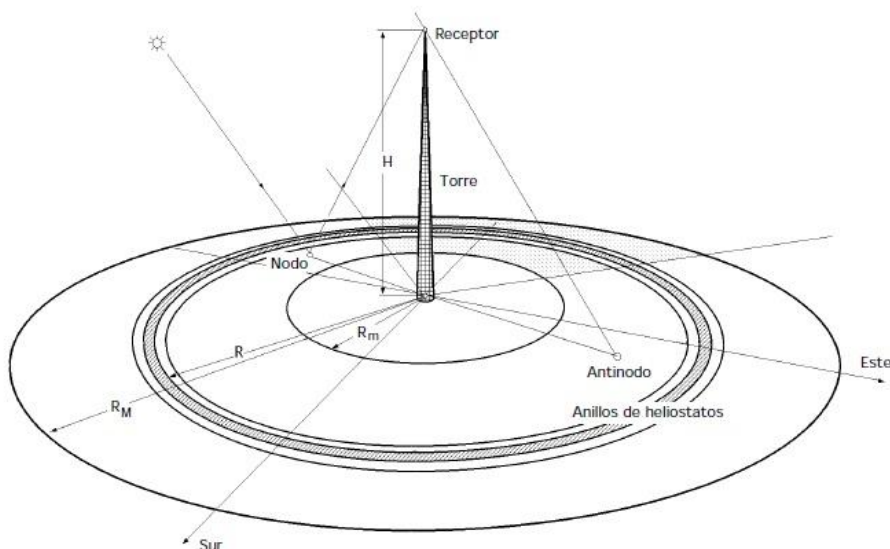


Figura 28. Modelo de concentrador continuo con receptor puntual

El radio mínimo interior del campo le definimos como,

$$R_{\min} = H \operatorname{tg} \theta_{tm} = R_m$$

en la que θ_{tm} es el ángulo mínimo definido por el rayo reflejado por el punto central de cualquier heliostato situado en el borde interior del concentrador y el eje de la torre.

Cuando todo el campo esté cubierto de heliostatos, el valor de $R_m = 0$.

El terreno donde va ubicado el concentrador se puede suponer horizontal, sin ningún tipo de obstáculos o accidentes que puedan introducir efectos de sombra y/o apantallamiento secundarios.

1.9.2. Receptores no puntuales

Para estudiar los receptores no puntuales definiremos un factor de concentración C , como la relación entre la superficie efectiva reflectora del concentrador, y la superficie lateral del receptor Ω , para cuando éste sea una superficie geométrica.

Se puede suponer que el receptor posee simetría de revolución respecto al eje de la torre, que sus dimensiones son mucho más pequeñas que las del concentrador, y que éste es continuo, aunque esta condición no es estrictamente necesaria.

El ángulo de dispersión de los rayos solares reflejados α debe ser tal que el perfil del receptor, visto desde el anillo más alejado de la base de la torre, en condiciones ideales, esté dado por la intersección del cono solar reflejado y la superficie lateral del mismo; supondremos también que la reflectancia y acabado de los espejos es perfecta.

1.9.2.1. Cilindro vertical

Si se supone que el cilindro tiene un radio r y altura h , de acuerdo con la Figura 29 se tiene,

$$(AD) = 2 \rho \xi = \frac{2 H \xi}{\cos \theta_{tm}} = h \operatorname{sen} \theta_{tm} \Rightarrow h = \frac{4 H \xi}{\operatorname{sen} 2 \theta_{tm}}$$

$$\Omega = 2 \pi r h = \frac{8 \pi r H \xi}{\operatorname{sen} 2 \theta_{tm}}$$

$$C = \frac{A^*}{\frac{8 r \xi}{H \operatorname{sen} 2 \theta_{tm}}} = \frac{A^* H^2 \operatorname{sen} 2 \theta_{tm}}{8 r r_s^2} = \left| \frac{r = r_s \hat{r}}{r_s = \xi H} \right| = \frac{A^* \operatorname{sen} 2 \theta_{tm}}{8 \hat{r} \xi^2} = \frac{A^*}{\frac{r}{H} \frac{2 h}{H}}$$

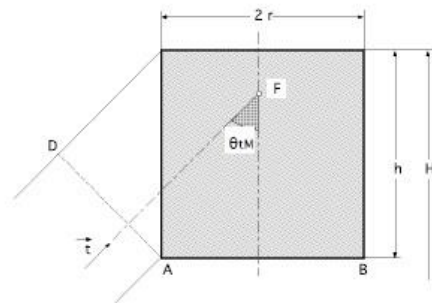


Figura 29. Receptor cilíndrico vertical

Dando valores a h se obtienen distintos factores de concentración, de forma que, para,

$$\left\{ \begin{array}{l} h = 2r ; \quad C = \frac{A^*}{4 \left(\frac{r}{H}\right)^2} = \frac{A^* \sin^2(2\theta_{TM})}{16 \xi^2} \\ h = 2,5r ; \quad C = \frac{A^*}{5 \left(\frac{r}{H}\right)^2} = \frac{A^* \sin^2(2\theta_{TM})}{12,8 \xi^2} \\ h = 3r ; \quad C = \frac{A^*}{6 \left(\frac{r}{H}\right)^2} = \frac{A^* \sin^2(2\theta_{TM})}{10,67 \xi^2} \end{array} \right.$$

que es una relación muy interesante para este tipo de receptores verticales, por lo que podemos sacar de ella algunas conclusiones; su representación viene expuesta en la Figura 30, en la que se observa que para, $\theta_s = 0^\circ$, el máximo valor del factor de concentración aparece para, $\theta_{TM} < 70^\circ$, mientras que para valores de, $\theta_s \neq 0^\circ$, los máximos aparecen en el intervalo, $70^\circ < \theta_{TM} < 75^\circ$.

Asimismo, para los anillos de espejos más interiores, el factor de concentración se observa es más pequeño comparado con el obtenido en las geometrías anteriores, lo cual viene a decir que, para receptores cilíndricos verticales, los anillos comprendidos entre 0° y 30° , prácticamente no contribuyen energéticamente. La representación gráfica de estos factores de concentración en función del ángulo θ_{TM} se muestra en la Figura 30, para, $\theta_s = 0^\circ$, observándose que un aumento de la altura h del receptor, para r fijo, supone una mayor influencia del factor de concentración, sobre todo para ángulos θ_{TM} comprendidos entre 60° y 75° .

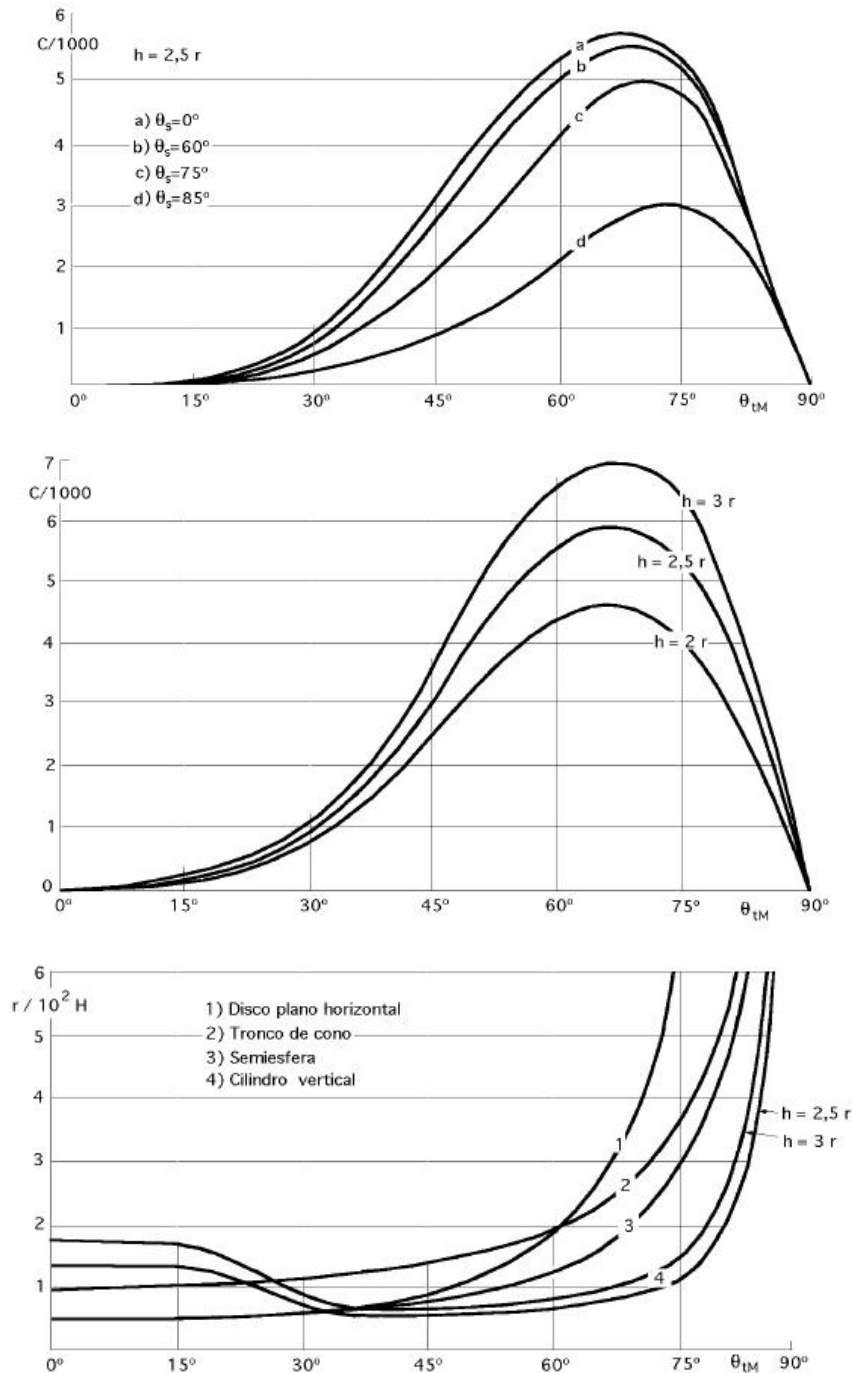


Figura 30. De arriba a abajo, factores de concentración para el receptor, factores de concentración para el receptor y relación entre r/h y el ángulo θ_{TM}

También se han representado los factores de concentración para, $\theta_s = 0^\circ$, correspondientes a las geometrías analizadas, observándose un desplazamiento del factor de concentración máximo hacia valores de θ_{TM} crecientes, a medida que la

superficie receptora va modificando su inclinación, desde la horizontal, correspondiente al disco plano, hasta la vertical de los receptores cilíndricos.

En la Figura 30, se muestra la relación existente entre $\frac{r}{H}$ y el ángulo θ_{tM} para cualquier valor de θ_s , observándose que para valores de θ_{tM} comprendidos entre 30° y 70° , esta relación permanece uniforme, prácticamente, para los receptores cilíndricos verticales.

En los modelos expuestos se introducen algunos errores en el receptor, por cuanto el punto focal F sólo viene definido por la altura H de la torre, y no por su posición relativa frente al receptor; sin embargo, en una primera aproximación, pueden despreciarse, por considerar que las dimensiones del receptor son mucho más pequeñas que las del concentrador y que las distancias receptor-concentrador.

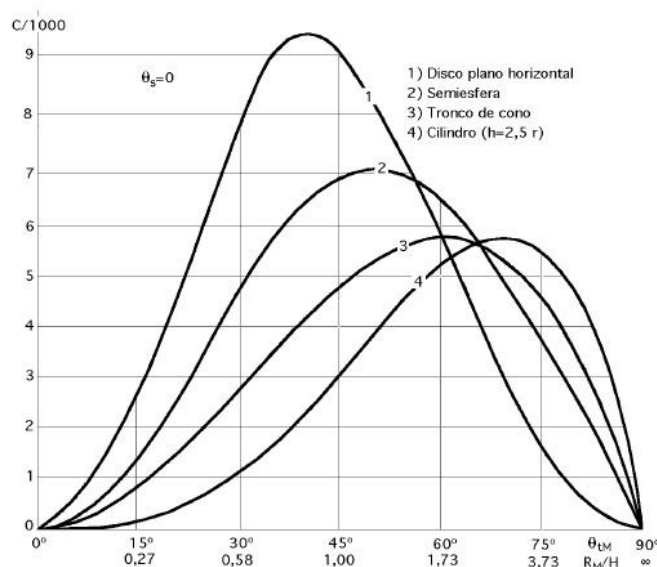


Figura 31. Factores máximos de concentración para distintas geometrías

En resumen, el estudio de receptores con formas geométricas diversas y el concepto de factor de concentración, permiten conocer las densidades de energía solar que interceptan, pero no su distribución sobre los mismos. Estas densidades de energía solar reflejada serían las máximas que se podrían conseguir, en condiciones ideales.

Este modelo se puede aplicar a cualquier otro tipo de geometría receptora.

1.10. Configuración geométrica de receptores de centrales termosolares.

1.10.1. Factor de dispersión angular del cono solar reflejado por un heliostato

Las dimensiones de un receptor de potencia de una central termosolar vienen condicionadas por una serie de factores que comprenden el ángulo, $2\xi = 32'$, del cono solar incidente, los errores de fabricación de los espejos que conforman los heliostatos, que representamos por un ángulo v_E , y los errores en el enfoque automático de los mismos resumidos en un ángulo v_D ; estos factores los compendiamos en un único factor de dispersión angular ϕ .

El receptor se puede considerar, en principio, como un sólido con geometría cualquiera, con la única restricción de tener un eje de simetría vertical.

Los heliostatos se pueden suponer como superficies especulares de sección cuadrada, de dimensiones (l. l) viniendo localizados en el concentrador por la expresión,

$$r = H \sec \theta_t$$

siendo H la distancia sobre el terreno del punto de enfoque de los heliostatos, r es la distancia entre un heliostato y el punto focal F, y θ_t es un ángulo acimutal que sitúa sobre el concentrador al anillo sobre el que va ubicado un heliostato cualquiera; en la Figura 32, se ha hecho una representación de la posición de este heliostato, relacionándolo con el punto focal F sobre el eje de simetría del receptor; como la distancia (EF) es muy grande comparada con las dimensiones del receptor, consideraremos que ρ es la distancia desde el espejo E al plano tangente al receptor en un punto P sobre el mismo.

Teniendo en cuenta lo dicho, el diámetro de la imagen solar D sobre este plano tangente, a la distancia ρ y normal a la dirección (EF) es,

$$D = 2 (\xi + v_E + v_D) \rho + 1 = 2 \xi r \rho$$

y el factor de dispersión angular ϕ ,

$$\phi = \frac{\xi_r}{\xi} = \frac{2 (\xi + v_E + v_D) \rho + 1}{2 \rho} = 1 + \frac{v_E + v_D}{\xi} + \frac{1}{2 \rho \xi} = 1 + \frac{v_E + v_D}{\xi} + \frac{1}{2 H \xi} \cos \theta_t$$

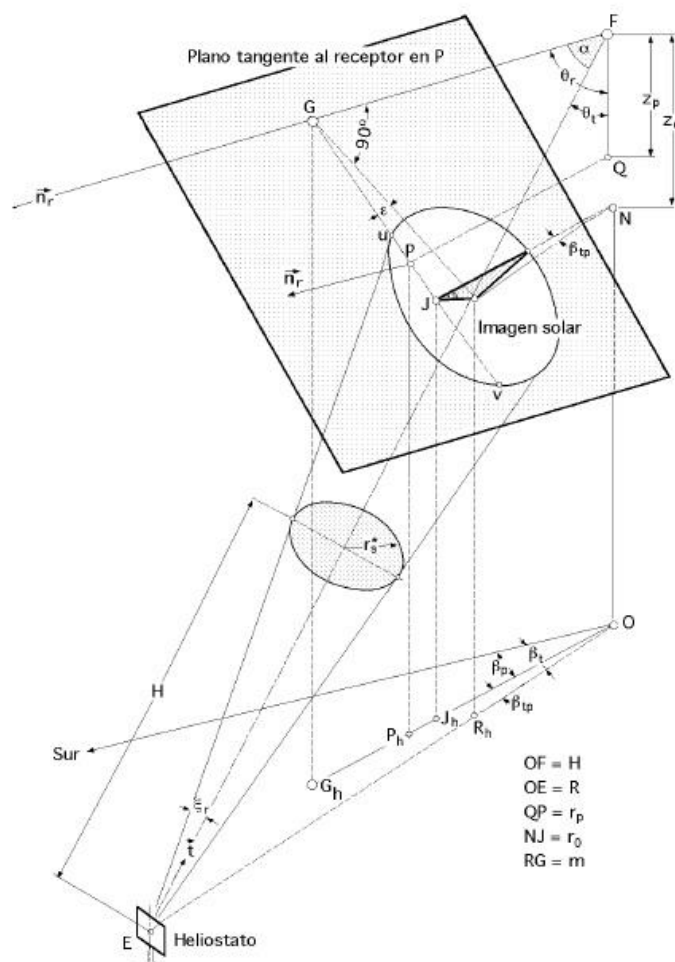


Figura 32. Imagen solar sobre un plano tangente al receptor

en las que, es el ángulo mitad del cono solar incidente $16'$ ó $4,65 \times 10^{-3}$ rad, r es el ángulo mitad del cono solar reflejado por los espejos, E es el ángulo que compendia los defectos de construcción de los espejos, y que permite errores máximos de tratamiento de superficies que provoquen una dispersión del haz reflejado no superior a 10 minutos, ($2,9 \times 10^{-3}$ radianes) D es el ángulo que tiene en cuenta los errores de dirección de los espejos, de forma que el servomecanismo encargado de la orientación de los mismos, se tiene que diseñar para no cometer errores superiores a, $0,1$, $0,465 \times 10^{-3}$ radianes.

Asimismo, debido a las dimensiones de los espejos, el diámetro de la imagen solar plana a la distancia p del espejo sobre el receptor, se incrementa en el término,

$$\frac{1}{2H\xi} \cos \theta_t$$

que depende de la posición del espejo dada por θ_t , de la altura H de la torre, y de las dimensiones del espejo.

Cuando se trabaje en condiciones ideales, el factor de dispersión angular φ valdrá la unidad; en condiciones reales, el valor de φ es,

$$\varphi = 1 + \frac{2,90 + 0,465}{4,65} + \frac{1 \cos \theta_t}{2 \times 4,65 \cdot 10^{-3} H} = 1,7236 + 107,5269 \frac{1 \cos \theta_t}{H}$$

observándose que es un valor que no permanece constante, por cuanto depende del anillo de heliostatos definido por θ_t .

1.10.2. Imagen solar sobre un plano tangente al receptor reflejada por un espejo cualquiera.

La energía solar que llegará al receptor, reflejada por un espejo cualquiera del campo concentrador, será la misma que interceptará el plano tangente al receptor en un punto P del mismo, tal, que la línea que une este punto con el de intersección del eje del haz solar reflejado con dicho plano tangente, esté contenida en un plano vertical. Si queremos hallar la influencia de los demás espejos sobre este plano tangente, procederemos a determinar el tamaño y situación de la imagen solar plana reflejada por cualquier otro espejo sobre dicho plano tangente al receptor; para ello consideraremos al receptor como una superficie de revolución, con la única condición de que su eje de simetría coincida con el eje de la torre. El heliostato elegido deberá estar en todo momento enfocando al punto F situado en lo alto de la torre a la altura H sobre el terreno, Figura 33

A la imagen solar reflejada sobre el plano tangente en P se la puede considerar como intersección del cono solar reflejado por el espejo E de ángulo, $2 \xi_r$, con dicho plano tangente; tanto su tamaño como su situación los estableceremos en función de unos parámetros característicos que vendrán definidos por el espejo E y el punto P, lo cual a su vez nos permitirá comprender bajo qué condiciones el punto P permanecerá activo respecto al espejo E.

Según la Figura 34, esta actividad se manifestará siempre que el punto P esté contenido dentro de la elipse imagen solar plana, y para ello deberá venir localizado entre los puntos u y v , que serán la intersección de la elipse imagen solar plana con la línea (PG), que llamaremos línea imagen, de forma que el punto G sea a su vez la intersección de la normal al plano tangente en P que pasa por el punto focal F, con el propio plano tangente, y que definiremos como \bar{n}_r .

El centro R de la elipse coincidirá con el punto de intersección de la línea (FE) y el plano tangente al receptor en P, y le determinaremos mediante coordenadas cilíndricas definidas por (z_0, r_0, β_t) , tomando el punto F como origen. El ángulo que forma la línea (EF) con la normal (FG) al plano tangente en P le llamaremos α ; el eje mayor de la elipse coincidirá con la línea (RG), que forma un ángulo ε con la línea imagen (PG).

Como el punto P tiene que ser visualizado desde el espejo E, y a la vez tiene que estar comprendido entre los puntos u y v , tendremos que hallar la intersección de la imagen solar plana con la línea imagen (PG); para ello definimos unos ejes (x,y) con centro en R, a los que haremos coincidir con los ejes mayor y menor de la elipse imagen solar plana, cuya ecuación es, Figura 32,

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1$$

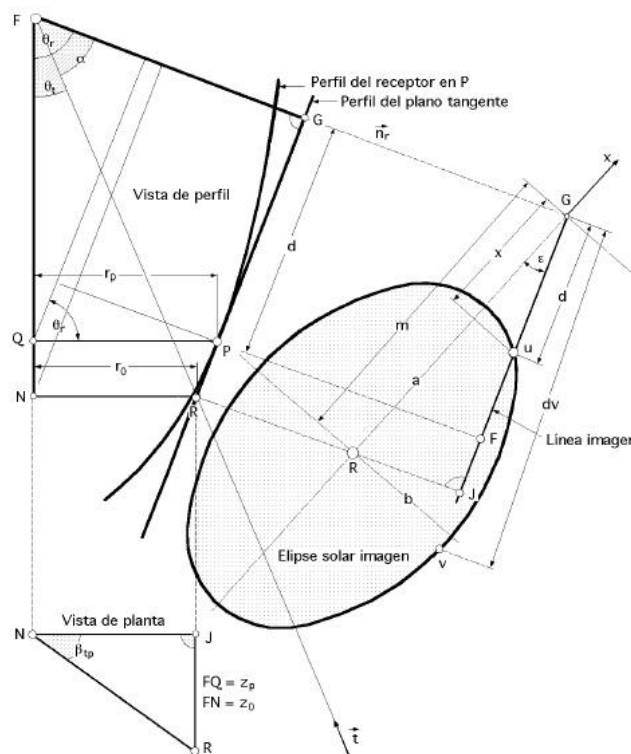


Figura 33. Elipse solar sobre un plano tangente al receptor

y la ecuación de la línea imagen (PG) referida a los mismos ejes, por,

$$y = cx + q = \begin{cases} \text{Para, } x = 0 ; y = q = m \operatorname{tg} \epsilon \\ \text{Para, } y = 0 ; x = m ; c = \frac{q}{m} = \operatorname{tg} \epsilon \end{cases} = -x \operatorname{tg} \epsilon + m \operatorname{tg} \epsilon = (m - x) \operatorname{tg} \epsilon$$

El valor de m se calcula a partir de,

$$m = \overline{RG} = \overline{FG} \operatorname{tg} \alpha = \begin{cases} \overline{FG} = z_p \cos \theta_r + r_p \operatorname{sen} \theta_r = \\ = z_0 \cos \theta_r + r_0 \operatorname{sen} \theta_r \end{cases} = (z_0 \cos \theta_r + r_0 \operatorname{sen} \theta_r) \operatorname{tg} \alpha$$

Obteniéndose,

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{(m - x)^2 \operatorname{tg}^2 \varepsilon}{b^2} = 1$$

Cuyas soluciones serán las proyecciones de los puntos u y v sobre el eje mayor de la elipse, que a su vez nos determinarán las distancias d_u y d_v sobre la línea imagen (GP).

Para obtener estas distancias definiremos un nuevo origen de coordenadas G, tal que, $x' = m - x$ por lo que, $d = x \sec \varepsilon$, y la ecuación anterior queda en la forma,

$$(m - x')^2 + a^2 \frac{b^2}{a^2} x'^2 \operatorname{tg}^2 \varepsilon - a^2 = 0$$

de la que despejando x' , se obtiene para valor de d_u, v lo siguiente,

$$d_{u,v} = \sec \varepsilon \frac{m \pm a \sqrt{1 + \frac{\operatorname{tg}^2 \varepsilon}{b^2} (a^2 - m^2)}}{1 + \frac{a^2 \operatorname{tg}^2 \varepsilon}{b^2}} = \left| Z = 1 + \frac{a^2 \operatorname{tg}^2 \varepsilon}{b^2} \right| = \sec \varepsilon \frac{m \pm a \sqrt{Z - \frac{m^2}{b^2} \operatorname{tg}^2 \varepsilon}}{Z}$$

$$d_u - d_v = \sec \varepsilon \frac{2 a \sqrt{Z - \frac{m^2}{b^2} \operatorname{tg}^2 \varepsilon}}{Z}$$

que para $\varepsilon = 0$, vale $2a$; y valdrá 0 cuando se cumpla que, $\operatorname{tg} \varepsilon = \pm \frac{b}{\sqrt{m^2 - a^2}}$

Para determinar los ángulos α y ε en función de los parámetros que definen el espejo E y el punto P, haremos uso de las vistas de perfil del plano tangente en P, Figura 34, en las que definimos β_{tp} como un ángulo relativo acimutal, que se corresponderá con la proyección horizontal del punto P, la base de la torre O, y la proyección horizontal del punto R. Cuando $\beta_{tp} = 0$, los puntos R y P estarán alineados con G.

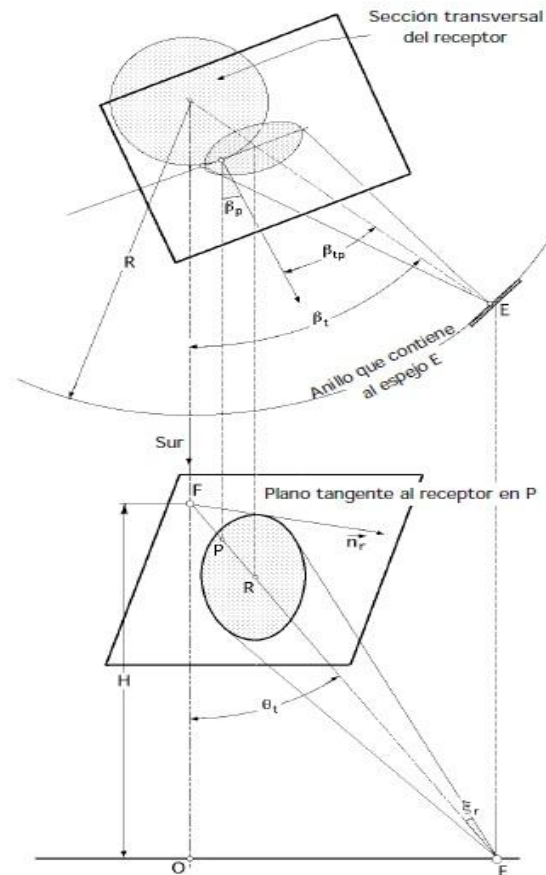


Figura 34. Imagen solar sobre el plano tangente a un receptor de revolución

Para calcular α partiremos de los triángulos (FGR) (FNR), obteniéndose,

$$\left. \begin{array}{l} \text{Triángulo (FGR), } FG = RF \cos \alpha \\ \text{Triángulo (FNR), } RF \cos \theta_t = z_0 \end{array} \right\} \Rightarrow RF = FG \sec \alpha = z_0 \sec \theta_t$$

y teniendo en cuenta el valor de (FG) quedará,

$$\cos \alpha = \frac{z_0 \cos \theta_r + r_0 \sin \theta_r}{z_0 \sec \theta_t} = \left(\cos \theta_r + \frac{r_0}{z_0} \sin \theta_r \right) \cos \theta_t$$

A su vez, en los triángulos (NJR) y (FNR) se cumple,

$$RN = r_0 \sec \beta_{tp} = z_0 \tan \theta_t$$

y sustituyendo en la anterior se obtiene,

$$\cos \alpha = \cos \theta_r \cos \theta_t + \sin \theta_r \sin \theta_t \cos \beta_{tp}$$

Para calcular α partiremos de,

$$\sin \varepsilon = \frac{\overline{RJ}}{\overline{RG}} = \left| \overline{RG} \cos \varepsilon = \overline{JG} = z_0 \sin \theta_r - r_0 \cos \theta_r \right| = \frac{r_0 \operatorname{tg} \beta_{tp} \cos \varepsilon}{\overline{JG}}$$

$$\sin \varepsilon = \frac{r_0 \operatorname{tg} \beta_{tp}}{z_0 \sin \theta_r - r_0 \cos \theta_r} = \frac{\sin \beta_{tp} \operatorname{tg} \theta_t}{\sin \theta_r - \cos \theta_r \operatorname{tg} \theta_t \cos \beta_{tp}}$$

que hay que sustituir en $d_{u,v}$.

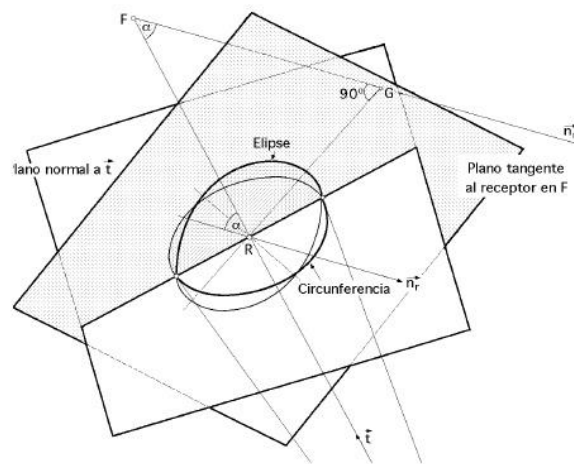


Figura 35. Determinación de la relación entre los semiejes de la elipse solar imagen plana sobre el plano tangente en P 10.4

La relación entre los semiejes de la elipse solar imagen plana sobre el plano tangente en P, se determina a partir de la Figura 35, en la que se observa que esta elipse se proyecta según una circunferencia sobre el plano perpendicular a (RF), con centro en R.

La ecuación de la elipse solar imagen se puede poner en la forma,

$$y = \frac{b}{a} \sqrt{a^2 - x^2}$$

y la ecuación

$$y^* = \sqrt{a^2 - x^2}$$

de la circunferencia concéntrica con esta elipse de radio a contenida en el plano perpendicular a (RF), formará un ángulo α con la elipse, siendo,

$$y = y^* \cos \alpha; \frac{y}{y^*} = \cos \alpha = \frac{b}{a}$$

Se ha definido

$$r_s^* = \xi_r H$$

como el radio de la imagen solar plana circular reflejada sobre un plano perpendicular al vector t , a la distancia H sobre la recta (EF) a partir del espejo E, siendo x_r el semiángulo de dispersión de la radiación reflejada, y r la distancia (BR); en consecuencia,

$$r \xi_r = b ; \frac{r}{r_s^*} H = b ; r_s^* = b \cos \theta_t$$

por lo que los valores de los semiejes a y b de la elipse solar imagen plana serán de la forma,

$$b = \varphi \xi_r H \sec \theta_t$$

quedando así perfectamente definida la elipse sobre el plano tangente al receptor en el punto P.

1.10.3. Receptor cilíndrico vertical. Calculo de β_{tp}

Para el caso en que el receptor tenga forma de cilindro vertical, de radio r y altura h , y cuyo eje coincida con el de la torre, la línea imagen estará situada sobre el plano tangente al cilindro, y como n_r es perpendicular al plano imagen, el punto G estará a la misma altura que el F, es decir, G es la proyección perpendicular sobre el plano tangente en P del punto focal F, siendo por lo tanto la imagen de F sobre este plano. Además $\theta_r = 90^\circ$ y, en consecuencia, se tiene,

$$\cos \alpha = \sin \theta_t \cos \beta_{tp} ; \tan \varepsilon = \sin \beta_{tp} \tan \theta_t$$

La localización sobre el receptor del centro R de la elipse solar imagen, la determinaremos por la distancia m desde G hasta R, de la forma,

$$m = RG = r \tan \alpha = r \frac{\sqrt{Z}}{\tan \theta_t}$$

siendo los semiejes a y b de la elipse solar plana sobre el plano tangente,

$$\left. \begin{aligned} b &= r_s^* \sec \theta_t \\ a &= \frac{r_s^* \sec \theta_t}{\sin \theta_t \cos \beta_{tp}} \end{aligned} \right\} ; \cos \varepsilon = \sqrt{Z} \cos \beta_{tp}$$

que proporcionan el siguiente valor de du, v ,

$$d_{u,v} = \frac{1}{\sin \theta_t} \sqrt{r \cos \theta_t \cos \beta_{tp} \pm \left(\frac{r_s^{*2}}{\cos^2 \theta_t} - r^2 \sin^2 \beta_{tp} \right)}$$

en la que $d_{u,v}$ tiene que estar comprendido entre du y dv .

Este resultado permite determinar las zonas de visibilidad del receptor para un espejo cualquiera E, de forma que una posición d sobre el receptor podrá ser visible desde una parte de un anillo concreto, localizado a una distancia de la base de la torre, definida por su θ_t ; despejando el valor de β_{tp} resulta,

$$\cos \beta_{tp} = \frac{-d \cos \theta_t \pm \sqrt{d^2 + r^2 - \frac{r_s^{*2}}{\cos^2 \theta_t}}}{r \cos \theta_t}$$

El máximo valor de este ángulo tiene que ser compatible con las dimensiones del cilindro receptor; a su vez, el máximo valor de d tendrá que coincidir con el máximo valor de la línea imagen, igual a la altura h del receptor, para que no se pierda energía, pudiéndose poner la anterior en la siguiente forma,

$$\cos \beta_{tp(\text{máx})} = \frac{-h \cos \theta_t \pm \sqrt{h^2 + r^2 - \frac{\xi_r^2 H^2}{\cos^2 \theta_t}}}{r \cos \theta_t}$$

encontrándose así un arco de anillo en el que se hallan los heliostatos que en un momento determinado permanecen activos respecto a una línea imagen vertical sobre el plano tangente al receptor en el punto considerado P.

Por comodidad pondremos el valor de $d_{u,v}$ en forma adimensional, para lo cual, las longitudes tomadas sobre el receptor las normalizaremos respecto a la longitud, $r_s = \xi H$, que es, como sabemos, el radio del disco perfecto del Sol a la distancia H del heliostato.

Teniendo en cuenta los valores del factor de dispersión angular ϕ del haz de radiación solar reflejado a la distancia H del heliostato, el radio del disco solar reflejado sabemos es r_s^* por lo que dividiendo la ecuación que proporciona $d_{u,v}$ por r_s , y como,

$$r_s^* = \xi_r H = \phi \xi H = \phi r_s$$

resulta,

$$\frac{d_{u,v}}{r_s} = \frac{1}{\sin \theta_t} \sqrt{\frac{r}{r_s} \cos \theta_t \cos \beta_{tp} \pm \frac{\varphi^2}{\cos^2 \theta_t} - \left(\frac{r}{r_s}\right)^2 \sin^2 \beta_{tp}}$$

Introduciendo el cambio, $\frac{d_{u,v}}{rs} = \hat{h}$; $\frac{r}{rs} = \hat{r}$, se obtiene,

$$\frac{\hat{h}}{\varphi} = \frac{1}{\sin \theta_t} \sqrt{\frac{\hat{r}}{\varphi} \cos \theta_t \cos \beta_{tp} \pm \frac{1}{\cos^2 \theta_t} - \left(\frac{\hat{r}}{\varphi}\right)^2 \sin^2 \beta_{tp}}$$

Para hallar la zona de influencia de un espejo cualquiera respecto a una posición específica sobre el cilindro receptor, construimos las curvas que relacionan $\frac{\hat{h}}{\varphi}$ con β_{tp} en función de θ_t , para valores fijos de $\frac{\hat{r}}{\varphi}$. En la Figura 36, se ha hecho la representación para, $\frac{\hat{r}}{\varphi} = 3$.

A cada valor de β_{tp} le corresponderán dos de $\frac{\hat{h}}{\varphi}$ para cada anillo, dentro de los límites definidos por β_{tp} ,

$$\frac{1}{\cos^2 \theta_t} - \left(\frac{\hat{r}}{\varphi}\right)^2 \sin^2 \beta_{tp} = 0$$

que hacen mínima la relación $\frac{\hat{h}}{\varphi}$ el valor de $\beta_{tp} = 0$, será el que haga máxima la función $\frac{\hat{h}}{\varphi}$

Para una zona del receptor definida por ejemplo por $\frac{\hat{h}}{\varphi} 1,5$, se encuentra que todos los heliostatos situados en la región del campo para valores de $\theta_t < 40^\circ$, permanecen inactivos respecto a la zona del receptor especificada, quedando oculta para estos espejos.

Los demás heliostatos, situados en anillos con, $\theta_t > 40^\circ$, permanecerán activos respecto a esta zona sobre el receptor, siempre que estén dentro de los límites definidos por β_{tp} .

El valor de $d_{u,v}$ dado por,

$$d_{u,v} = \hat{h} r_s = \hat{h} \frac{r}{\hat{r}} = \frac{\hat{h}}{\varphi} \frac{r}{\hat{r}} = \frac{\hat{h}}{\varphi} \frac{r}{3}$$

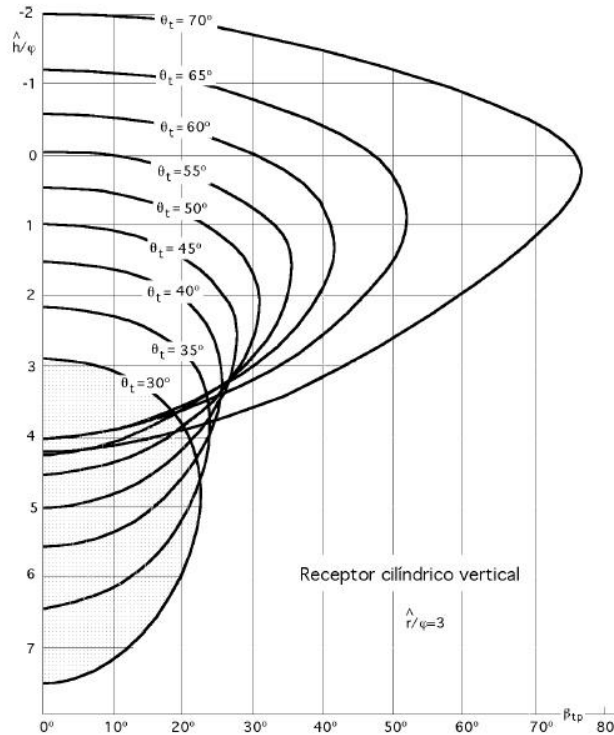


Figura 36. Curvas de visibilidad y de actividad de los espejos respecto a la línea imagen $\beta_p=0$

será máximo para $\beta_{tp} = 0$, tomando para su cálculo el intervalo comprendido entre los valores de $\frac{\hat{h}}{\varphi}$

Cuando $\theta_t = \theta_{tm}$ se obtiene el radio mínimo del receptor una vez fijada la altura h del mismo, y cuando θ_t sea igual a θ_{tm} se obtiene la altura mínima h fijado el radio r .

Por estar los valores de $d_{u,v}$ relacionados con la altura h del receptor haremos, $d_{u,v} = h_{u,v}$, y la posición sobre el receptor de los valores $\frac{\hat{h}}{\varphi}$, viene dada por:

$$h_{u,v} = \hat{h} r_s = \frac{\hat{h}}{\varphi} \times 4,65 \cdot 10^{-3} (1,7236 + 107,5269 \frac{1 \cos \theta_t}{H}) H$$

pudiéndose obtener a partir de ella la altura mínima del receptor en función de la altura H de la torre, las dimensiones del campo, anchura del anillo, y el factor de dispersión angular de la luz solar reflejada por los espejos.

1.10.4. Densidad de flujo energético en el receptor

Teniendo en cuenta los efectos de sombra y apantallamiento, el área útil de un espejo infinitesimal situado en la posición E del campo, que forma parte de un anillo continuo de espejos, lo expresamos de la forma,

$$dS_u = k R dR d\beta_{tp} = k H^2 \tan^2 \theta_t \sec^3 \theta_t d\theta_t d\beta_{tp}$$

y a que, $R = H \tan \theta_t$

La energía solar reflejada por este espejo infinitesimal es

$$dQ' = I_0 dS_u$$

que supondremos se distribuye sobre la elipse imagen solar plana, de superficie efectiva

$$S_e = \pi a b$$

Como r_s^* es el radio del círculo normal al vector \vec{t} , a la distancia H del espejo E , en donde se han incluido los fenómenos de dispersión, tendremos,

$$r_s^* = \xi_r H = \varphi \xi H = \varphi r_s ; \quad \frac{r_s^*}{H} = \frac{b}{\rho} = \frac{b \cos \theta_t}{H}$$

obteniéndose,

$$S_e = \pi \varphi^2 \xi^2 H^2 \sec^2 \theta_t \sec \alpha$$

viniendo definida la densidad de energía solar elemental dq sobre el plano tangente al receptor en P , originada por este espejo infinitesimal, en la forma,

$$dq = \frac{I_0 dS_u}{S_e} = \frac{I_0 k}{\pi \varphi^2 \xi^2} \tan \theta_t \cos \alpha d\theta_t d\beta_{tp}$$

que depende sólo de ángulos variables, θ_t , α , β_{tp} , ξ , pero no de la altura H de la torre; hay que hacer notar que α y θ_t no están en el mismo plano.

1.10.5. Receptor cilíndrico vertical

Para el caso de predominio del apantallamiento, la densidad de energía solar elemental reflejada por el concentrador viene dada por la ecuación,

$$dq = \frac{I_0}{\pi \varphi^2 \xi^2} \sin^2 \theta_t \cos \beta_{tp} d\theta_t d\beta_{tp}$$

que integrada para todo el campo de heliostatos proporciona,

$$q = \frac{2 I_0}{\pi \varphi^2 \xi^2} \sin \beta_{tp} \left(\frac{\theta_t}{2} - \frac{\sin 2 \theta_t}{4} \right)_{\theta_s}^{\theta_{tm}}$$

y que se puede ampliar al caso en que consideremos un único anillo, o grupos de anillos continuos, entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} , con la condición, $\theta_s < \theta_t$,

$$q = \frac{29440 I_0}{\varphi^2} \sin \beta_{tp} \left(\frac{\theta_t}{2} - \frac{\sin 2 \theta_t}{4} \right)_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}} = C I_0$$

Para el predominio de sombra solar,

$$dq = \frac{I_0 \cos \theta_s}{\pi \varphi^2 \xi^2} \sin^2 \theta_t \sec \theta_t \cos \beta_{tp} d\theta_t d\beta_{tp}$$

$$q = \frac{2 I_0 \cos \theta_s}{\pi \varphi^2 \xi^2} \sin \beta_{tp} \left\{ -\sin \theta_t + \ln \operatorname{tg} \left(\frac{\theta_t}{2} + \frac{\pi}{4} \right) \right\}_{\theta_t}^{\theta_s}$$

y al igual que para el apantallamiento, se podrá aplicar también a un anillo individual o a un grupo de anillos continuos comprendidos entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} , con la condición de que, $\theta_s > \theta_t$, resultando

$$q = \frac{29440 I_0 \cos \theta_s}{\varphi^2} \sin \beta_{tp} \left\{ -\sin \theta_t + \ln \operatorname{tg} \left(\frac{\theta_t}{2} + \frac{\pi}{4} \right) \right\}_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}} = C I_0$$

Estas ecuaciones nos dicen que mientras exista predominio de sombra solar sobre el apantallamiento, todos aquellos espejos situados en anillos para los que, $\theta_s > \theta_t$, estarán sometidos a sombra solar, mientras que para los demás valores en que, $\theta_s < \theta_t$, que comprenden al resto de los espejos, estarán sometidos a predominio del apantallamiento sobre la sombra solar; en ambos casos se observa que la densidad de energía solar es independiente del ángulo acimutal solar β_s , y en cada instante la

supondremos repartida sobre el receptor, según franjas de altura dh , pudiéndose interpretar como una energía por unidad de superficie que llega al receptor.

La representación gráfica de la ecuación anterior puede hacerse por franjas de anillos de anchura $\Delta\theta_t$; si consideramos por ejemplo, $\Delta\theta_t = 10^\circ$, obtendremos gráficas del tipo de las representadas en la Figura 37. La energía solar teórica y total Q que interceptará el receptor cilíndrico vertical, se puede determinar a partir de,

$$Q = 2 \pi r \int q dh = 2 \pi r \int I_0 C dh = \left| \frac{r}{h} = \frac{\hat{r}}{\hat{h}} r_s \right| = \frac{2 \pi \hat{r}}{\Phi} (\xi H)^2 I_0 \int C \varphi^2 d\left(\frac{\hat{h}}{\Phi}\right)$$

en la que habrá que sustituir los valores de, $C \varphi^2$, determinados anteriormente.

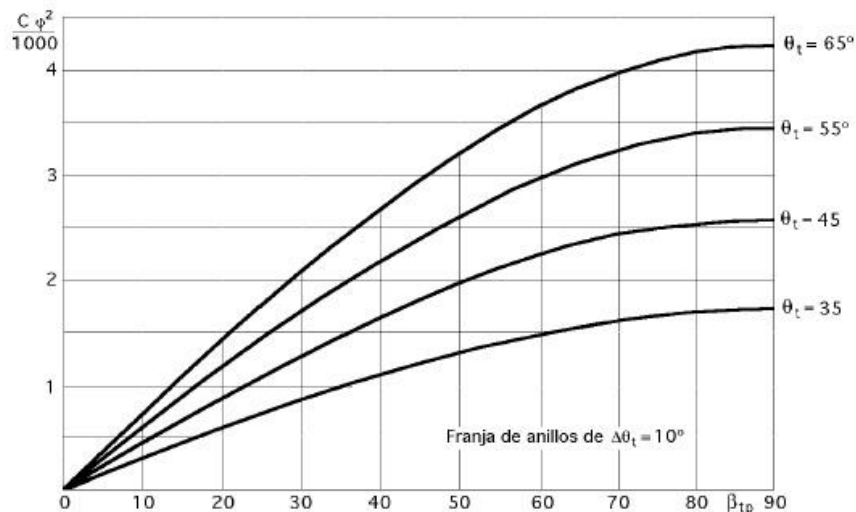


Figura 37. Relaciones de concentración de energía solar con apantallamiento sobre un receptor cilíndrico vertical

Para que el receptor capte todo el flujo solar reflejado por el campo especular, se debe cumplir que $\beta_{tp} = 0$, para cada espejo en particular, compatible con $\frac{\hat{h}}{\Phi}$ máximo, siendo θ_{tM} el caso más desfavorable. Teniendo en cuenta estas condiciones encontramos,

$$\frac{\hat{h}}{\Phi} = \operatorname{cosec} \theta_{tM} \left(\frac{\hat{r}}{\Phi} \cos \theta_{tM} \pm \sec \theta_{tM} \right)$$

a partir de la cual se obtiene el valor de la altura mínima h del cilindro receptor de radio r , ya que,

$$h = r_s \quad h = \xi H \quad h = \frac{\hat{h}}{\Phi} \xi \varphi H$$

El radio mínimo del cilindro receptor se obtiene a partir de, $r = r_s \cdot \hat{r} = \xi H$
 $\varphi \frac{\hat{r}}{\varphi}$ en la que $\frac{\hat{r}}{\varphi}$ tiene un valor determinado para cada anillo o grupos de anillos.

El valor de φ está comprendido entre los ángulos cenitales θ_{tm} y θ_{tM} que limitan el campo especular, para valores fijos de l y H . Todos los receptores cilíndricos verticales cuyo $\frac{\hat{r}}{\varphi}$ sea menor que el correspondiente a θ_{tM} , estarán sometidos a un flujo solar más pequeño, por cuanto no podrán interceptar todo el flujo solar reflejado por el concentrador, mientras que los que tengan $\frac{\hat{r}}{\varphi}$ superior al valor correspondiente a θ_{tm} , estarán sobredimensionados, aunque interceptarán todo el flujo solar reflejado por el concentrador.

1.11. Receptor cilíndrico vertical

1.11.1. Dimensiones del receptor cilíndrico vertical teóricas.

Si en la ecuación que proporciona el valor de φ

$$\varphi = 1 + \frac{2,90 + 0,465}{4,65} + \frac{1 \cos \theta_t}{2 \times 4,65 \cdot 10^{-3} H} = 1,7236 + 107,5269 \frac{1 \cos \theta_t}{H}$$

se fijan los valores de l y H se obtiene el factor de dispersión angular φ , únicamente en función de θ_t , lo cual a su vez permitirá determinar el diámetro D de la imagen solar reflejada mediante la ecuación en la forma,

$$D = 2 \xi_r \rho = 2 \varphi \xi \rho = 2 \times 4,65 \cdot 10^{-3} \varphi \rho = 9,3 \cdot 10^{-3} \frac{H}{\cos \theta_t} \varphi$$

Obteniéndose así el diámetro mínimo del receptor para $\theta_t = \theta_{tm}$, que puede captar toda la energía reflejada por los anillos; su altura se obtendrá a partir de,

$$h = \frac{D_{\theta_{tm}}}{\sin \theta_{tm}}$$

En la Figura 38 se ha representado el factor de dispersión angular φ en función de la anchura l del anillo, entre 1 y 10 metros, para un ángulo θ_t determinado, 30° , Figura 38, y 70° , Figura 38, para diversas alturas del punto focal F , dadas por los valores asignados a H . En la Figura 39 se ha representado el diámetro D de la imagen

solar reflejada en función de la anchura del anillo l , también entre 1 y 10 metros, para un ángulo θ_t determinado, diversas alturas H del punto focal F .

Se observa que el diámetro mínimo del receptor va a depender de los ángulos θ_t máximos, es decir, de θ_{tm} . En la Figura 40 se ha representado la altura h del receptor en función de la anchura l del anillo, entre 1 y 10 metros, para ángulos de 30° y 70° respectivamente, observándose que la altura máxima h del receptor va a depender de los ángulos θ_t mínimos, es decir, de θ_{tm} .

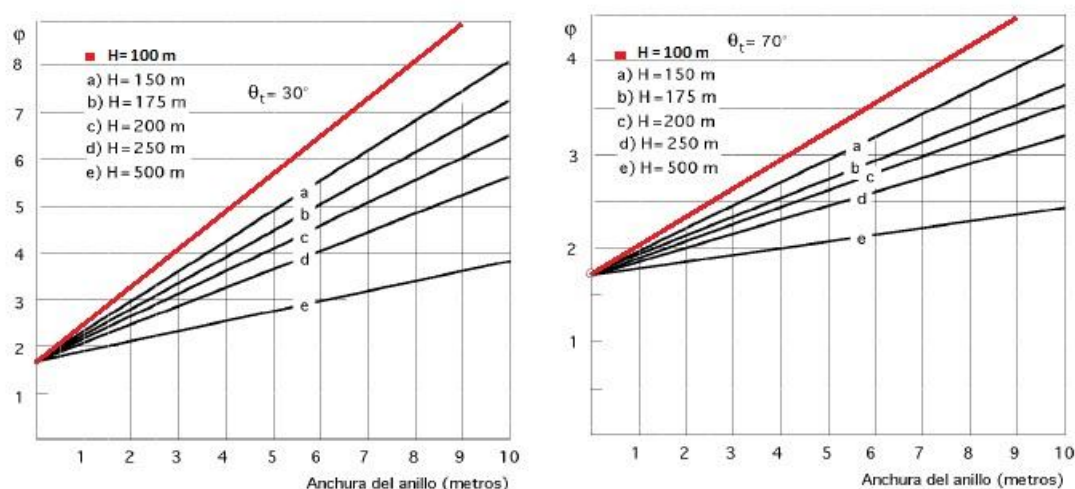


Figura 38. Factores de dispersión angular ϕ en función de la anchura del anillo

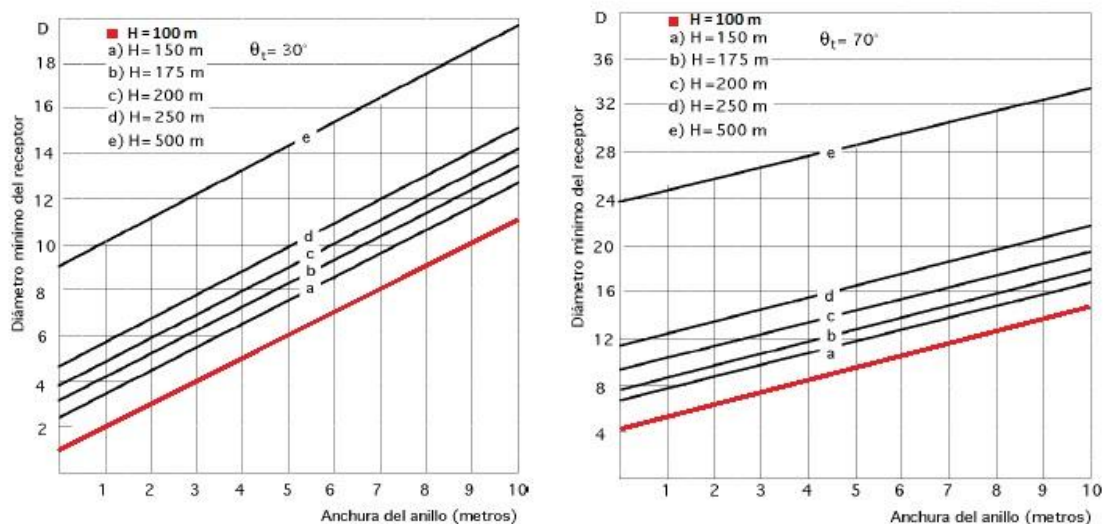


Figura 39. Diámetro D de la imagen solar reflejada en función de la anchura del anillo

Como el valor de ϕ no permanece constante para todo el concentrador, por cuanto varía con θ_t para una altura del punto focal determinada, los valores de $\frac{r}{\phi}$ también variarán; el valor del radio mínimo del receptor r es,

$$r_s = \xi H = 4,65 \cdot 10^{-3} H$$

y como el diámetro del receptor hay que obtenerle para valores de D correspondientes a, $\theta_t = \theta_{tM}$, tendremos, al ser, $r = \frac{D}{2}$:

$$\hat{r} = \frac{D}{2 \times 4,65 \cdot 10^{-3} H} = 107,5269 \frac{D}{H} \Rightarrow \frac{\hat{r}}{\varphi} = 107,5269 \frac{D}{\varphi H}$$

Una altura H interesante, que se desprende de observar los datos anteriormente obtenidos puede ser la de 100 metros, que permitirá un receptor de dimensiones no muy exageradas.

Si suponemos anillos de espejos de anchura $l = 11$ metros, el valor de j queda en la forma:

$\varphi = 1.7236 + 11.828 \cos \theta_t$ que se corresponde con un diámetro de la imagen solar reflejada.

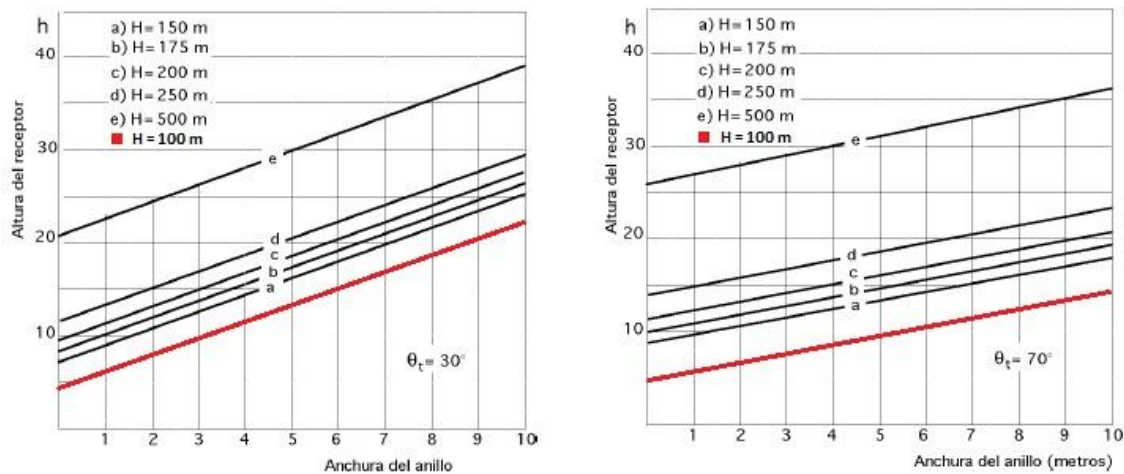


Figura 40. Altura h del receptor para anillos de anchura l

Una vez llegados a este punto será necesaria la ayuda de las siguientes ecuaciones para poder obtener $\frac{\hat{h}}{\varphi}$ y \hat{r} :

$$\begin{aligned} h_{u,v} = \hat{h} r_s &= \frac{\hat{h}}{\varphi} \times 4,65 \cdot 10^{-3} \left(1,7236 + 107,5269 \frac{1 \cos \theta_t}{H} \right) H = \\ &= \frac{4,65 \cdot 10^{-3} \hat{h}}{\varphi} (1,7236 + 3,0722 \cos \theta_t) \times 175 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\frac{\hat{h}}{\varphi} = \frac{1}{\sin \theta_t} \sqrt{\frac{\hat{r}}{\varphi} \cos \theta_t \cos \beta_{tp} \pm \frac{1}{\cos^2 \theta_t} - \left(\frac{\hat{r}}{\varphi} \right)^2 \sin^2 \beta_{tp}}$$

Combinando todas las ecuaciones se obtiene el valor h de la altura óptima del receptor.

Viendo la complicación del proceso anteriormente explicado sobre los heliostatos y receptor se utilizó el programa System Advisor Model (SAM) para la consecución de las medidas óptimas. Los datos obtenidos se reflejarán en el último apartado de los cálculos.

Aún así, en el siguiente apartado se tratará de situar los heliostatos de los diferentes sectores angulares para unos días y unas horas dadas, tomando para esto los datos de los ángulos de cenit solar y del acimut solar.

2. Posicionamiento angular de unos heliostatos respecto a otros.

En este primer ejercicio se tratará de establecer la posición óptima de cada heliostato de una manera sencilla, utilizando como referencia los ángulos solares de acimut y cenit.

Antes de proceder se presenta la colocación de heliostatos por sectores angulares, lo cual se podrá ver más adelante debido a que es uno de los datos proporcionados por el System Advisor Model. Para el posicionamiento de heliostatos se dividió el campo de heliostatos en 12 zonas radiales situadas entre los 90 m. y los 794,5 m. y en 12 zonas acimutales de 30° cada una, con lo cual se dividirá el campo en 144 zonas de heliostatos con su número correspondiente de heliostatos en cada una.

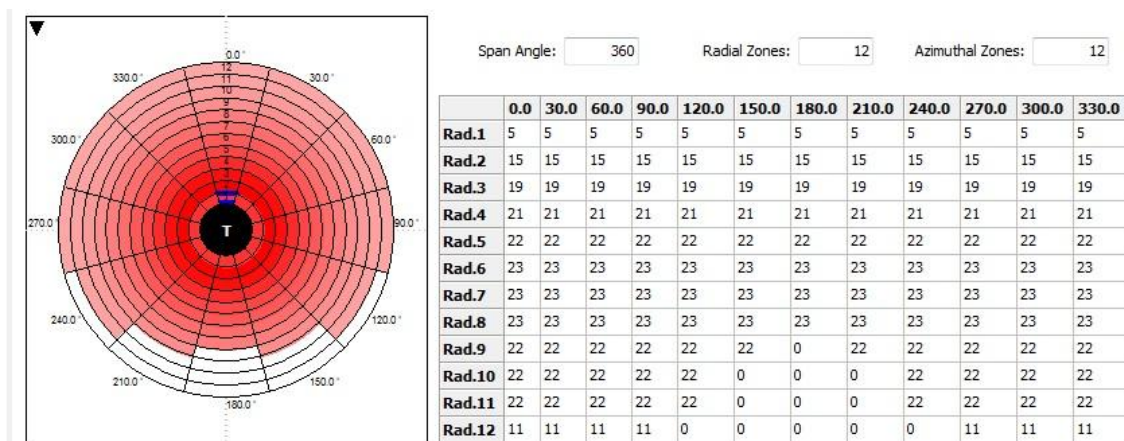


Figura 41. Zonas de heliostatos y número de heliostatos en cada zona.

Como se puede comprobar existen 12 zonas donde no existen heliostatos debido a que no resultaría óptimo para la instalación ya que los espejos situados en esas zonas no serían capaces de reflejar la suficiente energía solar al receptor. Dichas zonas coinciden con las posiciones más al Sur y tiene que ver con la latitud de nuestro emplazamiento.

Para comenzar con los cálculos es preciso conocer que son los ángulos acimutal y cenital.

- Acimut: es el ángulo que forman el punto cardinal Norte y la proyección vertical del astro sobre el horizonte del observador situado en alguna latitud. Se mide en grados desde el punto cardinal Norte en el sentido de las agujas del reloj, o sea Norte-Este-Sur-Oeste.
- Cenit: es el ángulo formado entre la unión del astro con el observador y la línea vertical desde el observador. Se suele utilizar la altura en vez del cenit, que es que es su ángulo complementario.

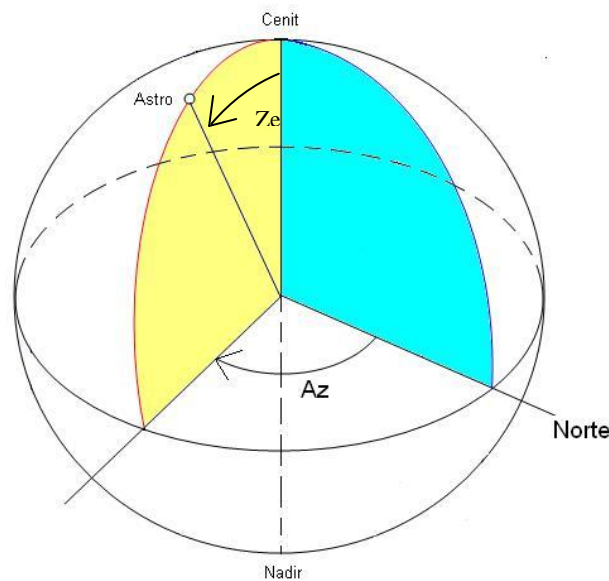


Figura 42. Ángulo cenital (Ze) y ángulo de acimut (Az)

Se desarrollará el cálculo de los ángulos de elevación y posteriormente acimutales para dos horas distintas del mismo día y para dos días distintos a la misma hora, es decir, se realizarán los ángulos para 3 posiciones distintas del sol y una de ellas será comparada con las otras dos.

2.1. Cálculo del ángulo de elevación del heliostato.

Para calcular el ángulo de elevación que debe llevar cada heliostato se necesitará conocer el ángulo cenital del sol para una hora dada.

Los días y las horas para realizar el estudio se presentan en la siguiente tabla y el ángulo cenital del sol para cada momento es el siguiente:

DÍA	HORA	A. CENITAL
1 JULIO	14:00	16.3181°
1 JULIO	19:00	68.0205°
7 FEBRERO	14:00	54.8653°

Para el ejercicio tendremos presentes la siguiente consideración:

- Se utilizará la altura del punto medio del receptor al punto central de la superficie reflectante del espejo, es decir, al punto de unión entre el soporte y el espejo.

Esta altura será igual a $H = 107.8 - 9.8 = 98$ m.

Siendo 107,8 la altura del centro del receptor al suelo y 9.8 la altura del centro del heliostato al suelo.

Se sabe que se tienen 12 zonas radiales y que en cada zona radial hay 3 anillos de distinto ángulo menos en la primera que únicamente hay 2 (esto es visible en el apartado de planos, concretamente en el plano nº2), es decir, la planta cuenta con 35 anillos de heliostatos.

Sólo queda mencionar que se distinguirá entre campo Norte y campo Sur tomando como referencia la línea imaginaria Este-Oeste que pasa por el centro de la torre. Esto se debe a que en los heliostatos situados en la parte Sur, la incidencia y reflexión de los rayos solares es distinta de la de los espejos de la zona Norte. Como se comprobará a continuación en la zona Sur los heliostatos presentarán unos ángulos de elevación menores, para un mismo anillo.

En el ejercicio se calcularán los ángulos de los 35 anillos para los anillos posicionados en la línea imaginaria Norte-Sur. Teniendo los ángulos cenitales de estos dos lados se darán de una manera más o menos aproximada los del resto de los espejos por sectores para inducir a un error menor.

El ángulo del heliostato (A) en el campo Norte dependerá únicamente del ángulo cenital solar (θ_s) y del ángulo que forma el rayo de reflexión con la horizontal (β) de la forma:

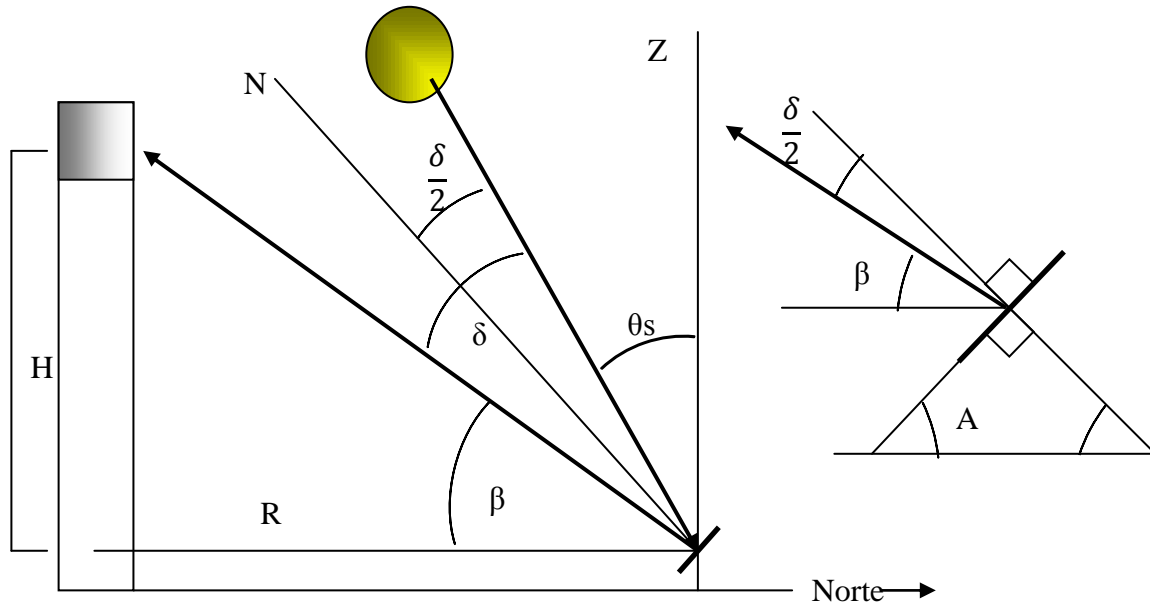


Figura 43. Obtención del ángulo cenital del heliostato de la zona Norte.

Del esquema anterior se obtiene que:

$$\beta = \arctg \frac{H}{R}, \text{ siendo } R \text{ el radio de cada anillo de heliostatos.}$$

$\delta = 90 - \beta - \theta_s$, siendo δ el ángulo entre el rayo de incidencia y el reflectante.

El ángulo de elevación del heliostato será:

$$A = 180 - 90 - \left(\frac{90 - \beta - \theta_s}{2} + \beta \right)$$

Esta fórmula sale del triángulo de la imagen debido a que 180° tiene el triangulo para obtener A se resta el ángulo recto (90°) y el otro ($\beta + \frac{\delta}{2}$).

Al igual que en el campo Norte, para la zona Sur el ángulo del heliostato (A) dependerá únicamente del ángulo cenital solar (θ_s) y del ángulo que forma el rayo de reflexión con la horizontal (β) quedando en este caso de la forma:

Del esquema anterior se obtiene que:

$$\beta = \arctg \frac{H}{R}, \text{ siendo } R \text{ el radio de cada anillo de heliostatos.}$$

El ángulo de elevación del heliostato será:

$$A = 180 - 90 - \left(\frac{90 - \beta + \theta s}{2} + \beta \right)$$

Y de igual modo que en la anterior la fórmula sale del triángulo de la imagen debido a que 180° tiene el triángulo para obtener A se resta el ángulo recto (90°) y el otro ($\beta + \frac{\delta}{2}$).

Observando las dos fórmulas se obtiene la conclusión de que la única variante entre la zona orientada más al Norte y la más Sur es el rayo incidente, que en el primer caso entra restando en la fórmula mientras que en el segundo lo hace sumando.

2.1.1. Cálculo para el 1 de julio a las 14:00.

A continuación se presenta el desarrollo del cálculo angular de la elevación de los heliostatos para el día 1 de julio a las 14:00 horas.

DIA 1 DE JULIO A LAS 14:00							
ZONA NORTE							
ANILLO	RADIO R	ALTURA H	β	θ_s	δ	$\delta/2$	ANGULO DE ELEVACION A
1	106,5	98	42,62	16,3181	31,062	15,531	31,84910857
2	133	98	36,38	16,3181	37,298	18,649	34,96687409
3	160,5	98	31,41	16,3181	42,274	21,137	37,45509952
4	178	98	28,84	16,3181	44,846	22,423	38,74129958
5	195	98	26,68	16,3181	46,999	23,5	39,8178198
6	220	98	24,01	16,3181	49,671	24,836	41,15365047
7	239,5	98	22,25	16,3181	51,428	25,714	42,03220945
8	258	98	20,8	16,3181	52,883	26,441	42,7595358
9	277,5	98	19,45	16,3181	54,231	27,116	43,43363293
10	296	98	18,32	16,3181	55,363	27,682	43,99968482
11	315,5	98	17,26	16,3181	56,426	28,213	44,53118082
12	336	98	16,26	16,3181	57,422	28,711	45,02894765
13	354	98	15,47	16,3181	58,208	29,104	45,42204366
14	373,5	98	14,7	16,3181	58,98	29,49	45,8080375
15	394	98	13,97	16,3181	59,714	29,857	46,17515512
16	414	98	13,32	16,3181	60,364	30,182	46,50023301
17	433,5	98	12,74	16,3181	60,943	30,472	46,78977331
18	456	98	12,13	16,3181	61,553	30,776	47,0945119
19	472,5	98	11,72	16,3181	61,964	30,982	47,30033265
20	492	98	11,27	16,3181	62,417	31,208	47,52648242
21	515	98	10,77	16,3181	62,908	31,454	47,77201357
22	534,5	98	10,39	16,3181	63,292	31,646	47,96418897
23	551,5	98	10,08	16,3181	63,606	31,803	48,12098899
24	573,5	98	9,697	16,3181	63,985	31,992	48,31051334
25	590,5	98	9,423	16,3181	64,259	32,129	48,44755924
26	609	98	9,142	16,3181	64,54	32,27	48,58822989
27	631	98	8,828	16,3181	64,854	32,427	48,74503847
28	651	98	8,561	16,3181	65,121	32,561	48,87860521
29	668	98	8,346	16,3181	65,336	32,668	48,98598467
30	688	98	8,107	16,3181	65,575	32,788	49,10565853
31	709,5	98	7,864	16,3181	65,818	32,909	49,22692815
32	726	98	7,688	16,3181	65,994	32,997	49,31521365
33	750	98	7,444	16,3181	66,237	33,119	49,43681435
34	770	98	7,253	16,3181	66,429	33,214	49,53245269
35	785	98	7,116	16,3181	66,566	33,283	49,6010335

Iker Barriga Cuesta

ZONA SUR							
ANILLO	RADIO R	ALTURA H	β	θ_s	δ	$\delta/2$	ANGULO DE ELEVACION A
1	106,5	98	42,62	16,3181	63,698	31,8491	15,53100857
2	133	98	36,384	16,3181	69,934	34,9669	18,64877409
3	160,5	98	31,408	16,3181	74,91	37,4551	21,13699952
4	178	98	28,836	16,3181	77,483	38,7413	22,42319958
5	195	98	26,682	16,3181	79,636	39,8178	23,4997198
6	220	98	24,011	16,3181	82,307	41,1537	24,83555047
7	239,5	98	22,254	16,3181	84,064	42,0322	25,71410945
8	258	98	20,799	16,3181	85,519	42,7595	26,4414358
9	277,5	98	19,451	16,3181	86,867	43,4336	27,11553293
10	296	98	18,319	16,3181	87,999	43,9997	27,68158482
11	315,5	98	17,256	16,3181	89,062	44,5312	28,21308082
12	336	98	16,26	16,3181	90,058	45,0289	28,71084765
13	354	98	15,474	16,3181	90,844	45,422	29,10394366
14	373,5	98	14,702	16,3181	91,616	45,808	29,4899375
15	394	98	13,968	16,3181	92,35	46,1752	29,85705512
16	414	98	13,318	16,3181	93	46,5002	30,18213301
17	433,5	98	12,739	16,3181	93,58	46,7898	30,47167331
18	456	98	12,129	16,3181	94,189	47,0945	30,7764119
19	472,5	98	11,717	16,3181	94,601	47,3003	30,98223265
20	492	98	11,265	16,3181	95,053	47,5265	31,20838242
21	515	98	10,774	16,3181	95,544	47,772	31,45391357
22	534,5	98	10,39	16,3181	95,928	47,9642	31,64608897
23	551,5	98	10,076	16,3181	96,242	48,121	31,80288899
24	573,5	98	9,6971	16,3181	96,621	48,3105	31,99241334
25	590,5	98	9,423	16,3181	96,895	48,4476	32,12945924
26	609	98	9,1416	16,3181	97,176	48,5882	32,27012989
27	631	98	8,828	16,3181	97,49	48,745	32,42693847
28	651	98	8,5609	16,3181	97,757	48,8786	32,56050521
29	668	98	8,3461	16,3181	97,972	48,986	32,66788467
30	688	98	8,1068	16,3181	98,211	49,1057	32,78755853
31	709,5	98	7,8642	16,3181	98,454	49,2269	32,90882815
32	726	98	7,6877	16,3181	98,63	49,3152	32,99711365
33	750	98	7,4445	16,3181	98,874	49,4368	33,11871435
34	770	98	7,2532	16,3181	99,065	49,5325	33,21435269
35	785	98	7,116	16,3181	99,202	49,601	33,2829335

Se puede observar como en la zona Norte los espejos están más verticales que en los espejos de la parte Sur.

Como se sabe por los planos, en los 4 últimos anillos no hay heliostatos en el sector más orientado al Sur, pero se dan los datos, en color rojo para indicar que no existen espejos, para poder hacerse una idea de la elevación de los espejos a lo largo de los 180 grados Este y Oeste que hay entre los datos ofrecidos (para saber en qué sectores no hay heliostatos conviene observar el plano 2. En el apartado de planos).

Con los datos obtenidos sabemos, por ejemplo:

- En el anillo 5 los grados de elevación van desde los 39,82° (N) a los 23,5° (S) por lo que entre los otros 180 grados habrá una diferencia de 16,32° siendo mayores los ángulos de elevación cuanto más al Norte estén los espejos.

2.1.2. Cálculo para el 1 de julio a las 19:00.

El desarrollo del cálculo angular de la elevación de los heliostatos para el día 1 de julio a las 19:00 horas será el siguiente:

DIA 1 DE JULIO A LAS 19:00							
ZONA NORTE							
ANILLO	RADIO R	ALTURA H	β	θ_s	δ	$\delta/2$	ANGULO DE ELEVACION A
1	106,5	98	42,62	68,0205	-20,64	-10,32	57,70030857
2	133	98	36,38	68,0205	-14,4	-7,202	60,81807409
3	160,5	98	31,41	68,0205	-9,428	-4,714	63,30629952
4	178	98	28,84	68,0205	-6,856	-3,428	64,59249958
5	195	98	26,68	68,0205	-4,703	-2,351	65,6690198
6	220	98	24,01	68,0205	-2,031	-1,016	67,00485047
7	239,5	98	22,25	68,0205	-0,274	-0,137	67,88340945
8	258	98	20,8	68,0205	1,1805	0,5902	68,6107358
9	277,5	98	19,45	68,0205	2,5287	1,2643	69,28483293
10	296	98	18,32	68,0205	3,6608	1,8304	69,85088482
11	315,5	98	17,26	68,0205	4,7238	2,3619	70,38238082
12	336	98	16,26	68,0205	5,7193	2,8596	70,88014765
13	354	98	15,47	68,0205	6,5055	3,2527	71,27324366
14	373,5	98	14,7	68,0205	7,2775	3,6387	71,6592375
15	394	98	13,97	68,0205	8,0117	4,0059	72,02635512
16	414	98	13,32	68,0205	8,6619	4,3309	72,35143301
17	433,5	98	12,74	68,0205	9,2409	4,6205	72,64097331
18	456	98	12,13	68,0205	9,8504	4,9252	72,9457119
19	472,5	98	11,72	68,0205	10,262	5,131	73,15153265
20	492	98	11,27	68,0205	10,714	5,3572	73,37768242
21	515	98	10,77	68,0205	11,205	5,6027	73,62321357
22	534,5	98	10,39	68,0205	11,59	5,7949	73,81538897

Iker Barriga Cuesta

23	551,5	98	10,08	68,0205	11,903	5,9517	73,97218899
24	573,5	98	9,697	68,0205	12,282	6,1412	74,16171334
25	590,5	98	9,423	68,0205	12,557	6,2783	74,29875924
26	609	98	9,142	68,0205	12,838	6,4189	74,43942989
27	631	98	8,828	68,0205	13,151	6,5757	74,59623847
28	651	98	8,561	68,0205	13,419	6,7093	74,72980521
29	668	98	8,346	68,0205	13,633	6,8167	74,83718467
30	688	98	8,107	68,0205	13,873	6,9364	74,95685853
31	709,5	98	7,864	68,0205	14,115	7,0576	75,07812815
32	726	98	7,688	68,0205	14,292	7,1459	75,16641365
33	750	98	7,444	68,0205	14,535	7,2675	75,28801435
34	770	98	7,253	68,0205	14,726	7,3632	75,38365269
35	785	98	7,116	68,0205	14,863	7,4317	75,4522335

ZONA SUR							
ANILLO	RADIO R	ALTURA H	β	θ_s	δ	$\delta/2$	ANGULO DE ELEVACION A
1	106,5	98	42,62	68,0205	115,4	57,7003	-10,32019143
2	133	98	36,384	68,0205	121,64	60,8181	-7,202425908
3	160,5	98	31,408	68,0205	126,61	63,3063	-4,714200483
4	178	98	28,836	68,0205	129,18	64,5925	-3,428000424
5	195	98	26,682	68,0205	131,34	65,669	-2,351480198
6	220	98	24,011	68,0205	134,01	67,0049	-1,015649532
7	239,5	98	22,254	68,0205	135,77	67,8834	-0,137090547
8	258	98	20,799	68,0205	137,22	68,6107	0,590235796
9	277,5	98	19,451	68,0205	138,57	69,2848	1,264332927
10	296	98	18,319	68,0205	139,7	69,8509	1,830384819
11	315,5	98	17,256	68,0205	140,76	70,3824	2,361880818
12	336	98	16,26	68,0205	141,76	70,8801	2,859647646
13	354	98	15,474	68,0205	142,55	71,2732	3,252743656
14	373,5	98	14,702	68,0205	143,32	71,6592	3,638737496
15	394	98	13,968	68,0205	144,05	72,0264	4,005855119
16	414	98	13,318	68,0205	144,7	72,3514	4,330933014
17	433,5	98	12,739	68,0205	145,28	72,641	4,620473314
18	456	98	12,129	68,0205	145,89	72,9457	4,925211901
19	472,5	98	11,717	68,0205	146,3	73,1515	5,131032648
20	492	98	11,265	68,0205	146,76	73,3777	5,357182421
21	515	98	10,774	68,0205	147,25	73,6232	5,602713565
22	534,5	98	10,39	68,0205	147,63	73,8154	5,794888971
23	551,5	98	10,076	68,0205	147,94	73,9722	5,951688991
24	573,5	98	9,6971	68,0205	148,32	74,1617	6,141213344

25	590,5	98	9,423	68,0205	148,6	74,2988	6,278259237
26	609	98	9,1416	68,0205	148,88	74,4394	6,418929888
27	631	98	8,828	68,0205	149,19	74,5962	6,575738467
28	651	98	8,5609	68,0205	149,46	74,7298	6,709305214
29	668	98	8,3461	68,0205	149,67	74,8372	6,816684669
30	688	98	8,1068	68,0205	149,91	74,9569	6,936358525
31	709,5	98	7,8642	68,0205	150,16	75,0781	7,05762815
32	726	98	7,6877	68,0205	150,33	75,1664	7,145913652
33	750	98	7,4445	68,0205	150,58	75,288	7,267514348
34	770	98	7,2532	68,0205	150,77	75,3837	7,363152694
35	785	98	7,116	68,0205	150,9	75,4522	7,431733498

Se puede observar como en la zona Norte los espejos están más verticales que en los espejos de la parte Sur. Comparando con la posición de los espejos para el mismo día se observa como en la zona Norte están más verticales, mientras que por el contrario en la zona Sur se posicionan de manera más horizontal, debido a la baja posición del sol a esta hora del atardecer.

En la zona Sur, salta a la vista como los espejos de los 7 primeros anillos no estarían trabajando a estas horas debido a que es imposible que se refleje la radiación solar con un ángulo de elevación negativo.

Poniendo un ejemplo como en el caso anterior se tiene:

- En el anillo 18 los grados de elevación van desde los 72,94° (N) a los 4,92° (S) por lo que entre los otros 180 grados habrá una diferencia de 68,02° siendo mayores los ángulos de elevación cuanto más al Norte estén los espejos.

2.1.3. Cálculo para el 7 de febrero a las 14:00.

Para el día 7 de febrero a las 14:00 los resultados son los siguientes:

DIA 7 DE FEBRERO A LAS 14:00							
ZONA NORTE							
ANILLO	RADIO R	ALTURA H	β	θ_s	δ	$\delta/2$	ANGULO DE ELEVACION A
1	106,5	98	42,62	54,8653	-7,485	-3,743	51,12270857
2	133	98	36,38	54,8653	-1,25	-0,625	54,24047409
3	160,5	98	31,41	54,8653	3,7268	1,8634	56,72869952
4	178	98	28,84	54,8653	6,2992	3,1496	58,01489958
5	195	98	26,68	54,8653	8,4522	4,2261	59,0914198
6	220	98	24,01	54,8653	11,124	5,562	60,42725047
7	239,5	98	22,25	54,8653	12,881	6,4405	61,30580945

Iker Barriga Cuesta

8	258	98	20,8	54,8653	14,336	7,1678	62,0331358
9	277,5	98	19,45	54,8653	15,684	7,8419	62,70723293
10	296	98	18,32	54,8653	16,816	8,408	63,27328482
11	315,5	98	17,26	54,8653	17,879	8,9395	63,80478082
12	336	98	16,26	54,8653	18,874	9,4372	64,30254765
13	354	98	15,47	54,8653	19,661	9,8303	64,69564366
14	373,5	98	14,7	54,8653	20,433	10,216	65,0816375
15	394	98	13,97	54,8653	21,167	10,583	65,44875512
16	414	98	13,32	54,8653	21,817	10,909	65,77383301
17	433,5	98	12,74	54,8653	22,396	11,198	66,06337331
18	456	98	12,13	54,8653	23,006	11,503	66,3681119
19	472,5	98	11,72	54,8653	23,417	11,709	66,57393265
20	492	98	11,27	54,8653	23,87	11,935	66,80008242
21	515	98	10,77	54,8653	24,361	12,18	67,04561357
22	534,5	98	10,39	54,8653	24,745	12,372	67,23778897
23	551,5	98	10,08	54,8653	25,059	12,529	67,39458899
24	573,5	98	9,697	54,8653	25,438	12,719	67,58411334
25	590,5	98	9,423	54,8653	25,712	12,856	67,72115924
26	609	98	9,142	54,8653	25,993	12,997	67,86182989
27	631	98	8,828	54,8653	26,307	13,153	68,01863847
28	651	98	8,561	54,8653	26,574	13,287	68,15220521
29	668	98	8,346	54,8653	26,789	13,394	68,25958467
30	688	98	8,107	54,8653	27,028	13,514	68,37925853
31	709,5	98	7,864	54,8653	27,27	13,635	68,50052815
32	726	98	7,688	54,8653	27,447	13,724	68,58881365
33	750	98	7,444	54,8653	27,69	13,845	68,71041435
34	770	98	7,253	54,8653	27,882	13,941	68,80605269
35	785	98	7,116	54,8653	28,019	14,009	68,8746335

ZONA SUR							
ANILLO	RADIO R	ALTURA H	β	θ_s	δ	$\delta/2$	ANGULO DE ELEVACION A
1	106,5	98	42,62	54,8653	102,25	51,1227	-3,742591428
2	133	98	36,384	54,8653	108,48	54,2405	-0,624825908
3	160,5	98	31,408	54,8653	113,46	56,7287	1,863399517
4	178	98	28,836	54,8653	116,03	58,0149	3,149599576
5	195	98	26,682	54,8653	118,18	59,0914	4,226119802
6	220	98	24,011	54,8653	120,85	60,4273	5,561950468
7	239,5	98	22,254	54,8653	122,61	61,3058	6,440509453
8	258	98	20,799	54,8653	124,07	62,0331	7,167835796
9	277,5	98	19,451	54,8653	125,41	62,7072	7,841932927

10	296	98	18,319	54,8653	126,55	63,2733	8,407984819
11	315,5	98	17,256	54,8653	127,61	63,8048	8,939480818
12	336	98	16,26	54,8653	128,61	64,3025	9,437247646
13	354	98	15,474	54,8653	129,39	64,6956	9,830343656
14	373,5	98	14,702	54,8653	130,16	65,0816	10,2163375
15	394	98	13,968	54,8653	130,9	65,4488	10,58345512
16	414	98	13,318	54,8653	131,55	65,7738	10,90853301
17	433,5	98	12,739	54,8653	132,13	66,0634	11,19807331
18	456	98	12,129	54,8653	132,74	66,3681	11,5028119
19	472,5	98	11,717	54,8653	133,15	66,5739	11,70863265
20	492	98	11,265	54,8653	133,6	66,8001	11,93478242
21	515	98	10,774	54,8653	134,09	67,0456	12,18031357
22	534,5	98	10,39	54,8653	134,48	67,2378	12,37248897
23	551,5	98	10,076	54,8653	134,79	67,3946	12,52928899
24	573,5	98	9,6971	54,8653	135,17	67,5841	12,71881334
25	590,5	98	9,423	54,8653	135,44	67,7212	12,85585924
26	609	98	9,1416	54,8653	135,72	67,8618	12,99652989
27	631	98	8,828	54,8653	136,04	68,0186	13,15333847
28	651	98	8,5609	54,8653	136,3	68,1522	13,28690521
29	668	98	8,3461	54,8653	136,52	68,2596	13,39428467
30	688	98	8,1068	54,8653	136,76	68,3793	13,51395853
31	709,5	98	7,8642	54,8653	137	68,5005	13,63522815
32	726	98	7,6877	54,8653	137,18	68,5888	13,72351365
33	750	98	7,4445	54,8653	137,42	68,7104	13,84511435
34	770	98	7,2532	54,8653	137,61	68,8061	13,94075269
35	785	98	7,116	54,8653	137,75	68,8746	14,0093335

Se puede observar como en la zona Norte los espejos están más verticales que en los espejos de la parte Sur, casi pudiendo comprar la elevación con la de julio, cinco horas más tarde. Esto se debe a que aunque la hora elegida sea al medio día, el mes elegido ha sido en invierno por lo que el sol presentará una posición mucho más baja.

En la zona Sur, salta a la vista en este caso, como los espejos de los 2 primeros anillos no estarían trabajando frente a los 7 que no trabajan en julio a las 19:00 de la tarde o comparándolo con julio a la misma hora, donde todos los heliostatos trabajan..

Poniendo un ejemplo como en el caso anterior se tiene:

En el anillo 30 a 688 m. de la torre, los grados de elevación van desde los 68,34° (N) a los 13,5° (S) por lo que entre los otros 180 grados habrá una diferencia de 54,84° siendo mayores los ángulos de elevación cuanto más al Norte estén los espejos.

2.2. Cálculo del ángulo de acimut del heliostato.

Igual que para el cenit, será preciso conocer el ángulo cenital del sol para una hora dada.

Los días y las horas para realizar el estudio se presentan en la siguiente tabla y el ángulo cenital del sol para cada momento es el siguiente:

DÍA	HORA	A. ACIMUT
1 JULIO	14:00	15.7325°
1 JULIO	19:00	102.632°
7 FEBRERO	14:00	2.4999°

Para el ejercicio tendremos presentes las siguientes consideraciones:

- Se utilizará el radio del punto medio del receptor al punto central de la superficie reflectante del espejo, es decir, al punto de unión entre el soporte y el espejo, y la distancia desde ese punto centro del heliostato hasta el corte con la Norte-Sur que pasa por el centro de la torre.
- Se obtendrán las fórmulas para los cuatro cuadrantes, siendo estos Sur-Oeste, Oeste-Norte, Norte-Este y Este-Sur, los cuadrantes del 1 al 4 respectivamente.
- En cada cuadrante el ángulo acimutal de los espejos situados unos detrás de los otros, en toda la línea de unión del centro de la torre al último heliostato del último anillo será el mismo.
- Los cuadrantes están compuestos por 2 sectores angulares enteros y dos medios, por lo que se hallarán los ángulos acimutales de cada heliostato para un mismo radio.
- Se calcularán considerando únicamente para un ángulo de acimut >0 (ángulo solar que arca el periodo medio día-atardecer) ya que para un ángulo <0 (ángulo que indica el periodo amanecer-medio día) las formulas se corresponden de la forma $1=3'$, $2=4'$, $3=1'$ y $4=2'$.

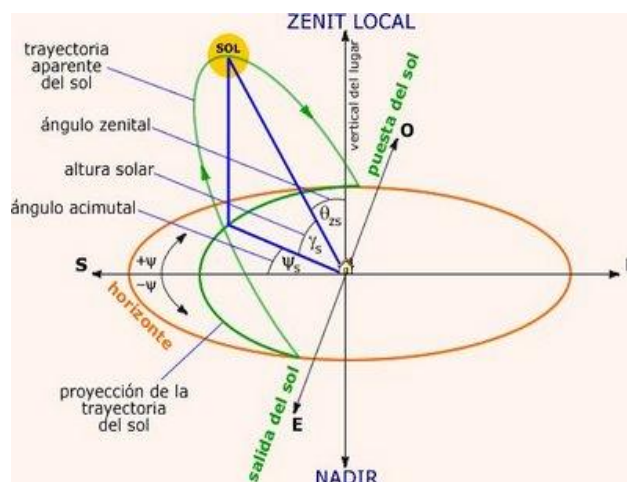


Figura 45. Representación del ángulo acimutal positivo y negativo junto con los otros dos ángulos solares.

Igual que en los anteriores se ofrecerán los datos para los 35 anillos.

El ángulo del heliostato (B) en el campo Norte dependerá únicamente del ángulo acimutal solar (ψ) y del ángulo que forma el rayo de reflexión con la vertical (E-O) (α) de la forma que para los 4 cuadrantes tomando un ángulo acimutal positivo tendremos:

En el primer cuadrante,

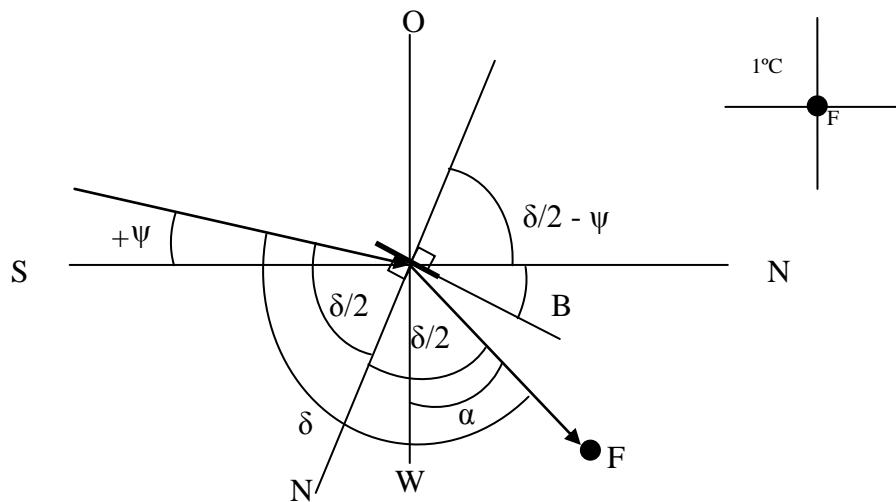


Figura 46. Obtención del ángulo acimutal del heliostato del primer cuadrante.

Del esquema anterior se obtiene que:

$\alpha = \arcsin \frac{D}{R}$, siendo R el radio de cada anillo de heliostatos y D la distancia vertical entre el centro del heliostato y la recta Norte-Sur que cruza la torre por su centro.

$\delta = 90 + \psi + \alpha$, siendo δ el ángulo entre el rayo de incidencia y el reflectante.

El ángulo de elevación del heliostato será:

$$B = 90 - \left(\frac{90 + \psi + \alpha}{2} - \psi \right)$$

Esta fórmula sale del ángulo recto de la imagen debido a que para obtener B se resta el ángulo recto (90°) y el otro ($\frac{\delta}{2} - \psi$).

Este ángulo del primer cuadrante coincidirá con el ángulo para el heliostato del tercer cuadrante cuando el ángulo de acimut solar sea negativo.

En el segundo cuadrante,

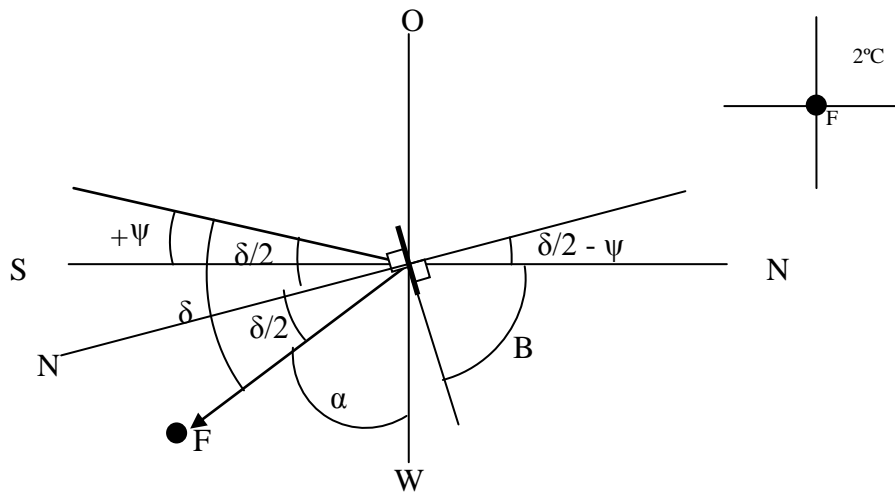


Figura 47. Obtención del ángulo acimutal del heliostato del segundo cuadrante.

Del esquema anterior se obtiene que:

$\alpha = \arcsin \frac{D}{R}$, siendo R el radio de cada anillo de heliostatos y D la distancia vertical entre el centro del heliostato y la recta Norte-Sur que cruza la torre por su centro.

$\delta = 90 + \psi - \alpha$, siendo δ el ángulo entre el rayo de incidencia y el reflectante.

El ángulo de elevación del heliostato será:

$$B = 90 - \left(\frac{90 + \psi - \alpha}{2} - \psi \right)$$

Esta fórmula sale del ángulo recto de la imagen debido a que para obtener B se resta el ángulo recto (90°) y el otro $\left(\frac{\delta}{2} - \psi \right)$.

Este ángulo del segundo cuadrante coincidirá con el ángulo para el heliostato del cuarto cuadrante cuando el ángulo de acimut solar sea negativo.

En el tercer cuadrante,

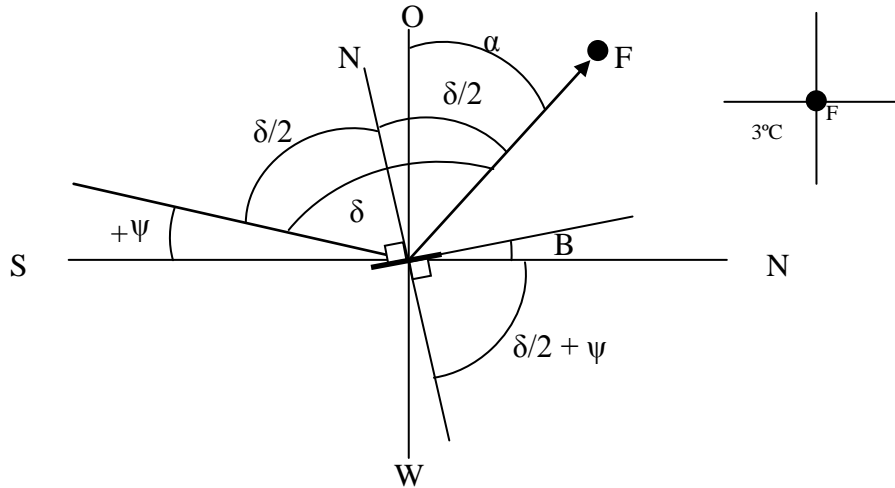


Figura 48. Obtención del ángulo acimutal del heliostato del tercer cuadrante.

Del esquema anterior se obtiene que:

$\alpha = \arcsin \frac{D}{R}$, siendo R el radio de cada anillo de heliostatos y D la distancia vertical entre el centro del heliostato y la recta Norte-Sur que cruza la torre por su centro.

$\delta = 90 - \psi + \alpha$, siendo δ el ángulo entre el rayo de incidencia y el reflectante.

El ángulo de elevación del heliostato será:

$$B = 90 - \left(\frac{90 - \psi + \alpha}{2} + \psi \right)$$

Esta fórmula sale del ángulo recto de la imagen debido a que para obtener B se resta el ángulo recto (90°) y el otro $\left(\frac{\delta}{2} + \psi \right)$.

Este ángulo del tercer cuadrante coincidirá con el ángulo para el heliostato del primer cuadrante cuando el ángulo de acimut solar sea negativo.

En el cuarto cuadrante,

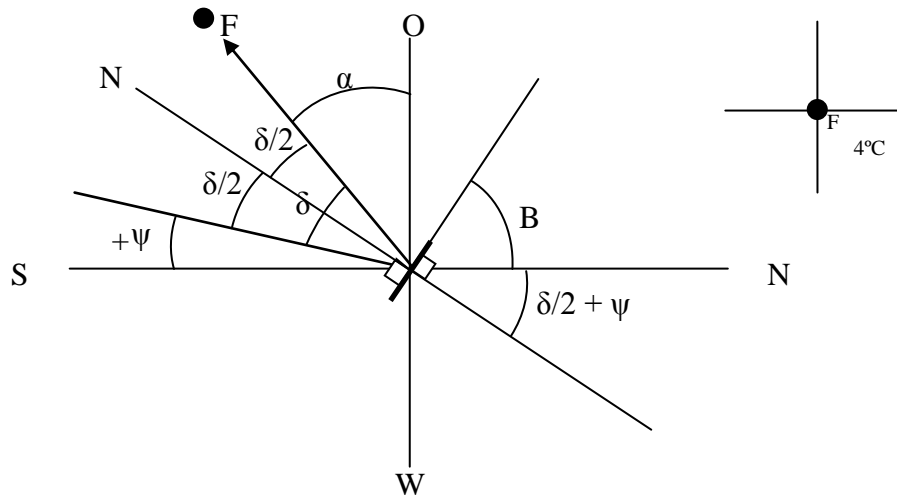


Figura 49. Obtención del ángulo acimutal del heliostato del cuarto cuadrante.

Del esquema anterior se obtiene que:

$\alpha = \arcsin \frac{D}{R}$, siendo R el radio de cada anillo de heliostatos y D la distancia vertical entre el centro del heliostato y la recta Norte-Sur que cruza la torre por su centro.

$\delta = 90 - \psi - \alpha$, siendo δ el ángulo entre el rayo de incidencia y el reflectante.

El ángulo de elevación del heliostato será:

$$B = 90 - \left(\frac{90 - \psi - \alpha}{2} + \psi \right)$$

Esta fórmula sale del ángulo recto de la imagen debido a que para obtener B se resta el ángulo recto (90°) y el otro $\left(\frac{\delta}{2} + \psi \right)$.

Este ángulo del cuarto cuadrante coincidirá con el ángulo para el heliostato del segundo cuadrante cuando el ángulo de acimut solar sea negativo.

2.2.1. Cálculo para el 1 de julio a las 14:00.

Se presentan los datos para los 4 cuadrantes de la siguiente forma:

DIA 1 DE JULIO A LAS 14:00							
1º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	Ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
180	133	0	90	15,7325	195,7325	97,8663	7,86625
172,5	133	16	83,0905	15,7325	188,823	94,4115	11,32098007
165	133	34	75,1885	15,7325	180,921	90,4605	15,27197899
157,5	133	50	67,9176	15,7325	173,6501	86,825	18,9074566
150	133	66	60,2484	15,7325	165,9809	82,9905	22,74204516
142,5	133	80	53,0223	15,7325	158,7548	79,3774	26,35508628
135	133	94,3	44,8446	15,7325	150,5771	75,2885	30,44397169
127,5	133	105	37,8636	15,7325	143,5961	71,7981	33,93442682
120	133	115	30,1559	15,7325	135,8884	67,9442	37,7882965
112,5	133	123	22,36	15,7325	128,0925	64,0462	41,68626389
105	133	128,75	14,5234	15,7325	120,2559	60,128	45,60452831
97,5	133	132,2	6,28745	15,7325	112,02	56,01	49,72252362

2º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	Ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
7,5	133	16	83,0905	15,7325	22,642	11,321	94,41151993
15	133	34	75,1885	15,7325	30,544	15,272	90,46052101
22,5	133	50	67,9176	15,7325	37,8149	18,9075	86,8250434
30	133	66	60,2484	15,7325	45,4841	22,742	82,99045484
37,5	133	80	53,0223	15,7325	52,7102	26,3551	79,37741372
45	133	94,3	44,8446	15,7325	60,8879	30,444	75,28852831
52,5	133	105	37,8636	15,7325	67,8689	33,9344	71,79807318
60	133	115	30,1559	15,7325	75,5766	37,7883	67,9442035
67,5	133	123	22,36	15,7325	83,3725	41,6863	64,04623611
75	133	128,75	14,5234	15,7325	91,2091	45,6045	60,12797169
82,5	133	132,2	6,28745	15,7325	99,445	49,7225	56,00997638
90	133	133	0	15,7325	105,733	52,8663	52,86625

3º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
187,5	133	16	83,0905	15,7325	157,358	78,679	-4,411519932
195	133	34	75,1885	15,7325	149,456	74,728	-0,460521008
202,5	133	50	67,9176	15,7325	142,1851	71,0925	3,174956597
210	133	66	60,2484	15,7325	134,5159	67,258	7,009545161
217,5	133	80	53,0223	15,7325	127,2898	63,6449	10,62258628
225	133	94,3	44,8446	15,7325	119,1121	59,556	14,71147169
232,5	133	105	37,8636	15,7325	112,1311	56,0656	18,20192682
240	133	115	30,1559	15,7325	104,4234	52,2117	22,0557965
247,5	133	123	22,36	15,7325	96,62747	48,3137	25,95376389
255	133	128,75	14,5234	15,7325	88,79094	44,3955	29,87202831
262,5	133	132,2	6,28745	15,7325	80,55495	40,2775	33,99002362
270	133	133	0	15,7325	74,2675	37,1338	37,13375

4º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
360	133	0	90	15,7325	-15,733	-7,8663	82,13375
352,5	133	16	83,0905	15,7325	-8,823	-4,4115	78,67901993
345	133	34	75,1885	15,7325	-0,921	-0,4605	74,72802101
337,5	133	50	67,9176	15,7325	6,34991	3,175	71,0925434
330	133	66	60,2484	15,7325	14,0191	7,0095	67,25795484
322,5	133	80	53,0223	15,7325	21,2452	10,623	63,64491372
315	133	94,3	44,8446	15,7325	29,4229	14,711	59,55602831
307,5	133	105	37,8636	15,7325	36,4039	18,202	56,06557318
300	133	115	30,1559	15,7325	44,1116	22,056	52,2117035
292,5	133	123	22,36	15,7325	51,9075	25,954	48,31373611
285	133	128,75	14,5234	15,7325	59,7441	29,872	44,39547169
277,5	133	132,2	6,28745	15,7325	67,98	33,99	40,27747638

Se observa como en el tercer cuadrante se presentan ángulos de acimut negativos lo que puede inducir igual que en el caso de los ángulos de elevación a que el espejo no trabaja. En este caso no es así ya que si se mira en el desarrollo de la formula se comprobará que es posible que los ángulos sean negativos.

2.2.2. Cálculo para el 1 de julio a las 19:00.

Los datos divididos por cuadrantes son:

DIA 1 DE JULIO A LAS 19:00							
1º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
180	133	0	90	102,632	282,632	141,316	51,316
172,5	133	16	83,0905	102,632	275,7225	137,861	54,77073007
165	133	34	75,1885	102,632	267,8205	133,91	58,72172899
157,5	133	50	67,9176	102,632	260,5496	130,275	62,3572066
150	133	66	60,2484	102,632	252,8804	126,44	66,19179516
142,5	133	80	53,0223	102,632	245,6543	122,827	69,80483628
135	133	94,3	44,8446	102,632	237,4766	118,738	73,89372169
127,5	133	105	37,8636	102,632	230,4956	115,248	77,38417682
120	133	115	30,1559	102,632	222,7879	111,394	81,2380465
112,5	133	123	22,36	102,632	214,992	107,496	85,13601389
105	133	128,75	14,5234	102,632	207,1554	103,578	89,05427831
97,5	133	132,2	6,28745	102,632	198,9195	99,4597	93,17227362

2º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
7,5	133	16	83,0905	102,632	109,541	54,7707	137,8612699
15	133	34	75,1885	102,632	117,443	58,7217	133,910271
22,5	133	50	67,9176	102,632	124,714	62,3572	130,2747934
30	133	66	60,2484	102,632	132,384	66,1918	126,4402048
37,5	133	80	53,0223	102,632	139,61	69,8048	122,8271637
45	133	94,3	44,8446	102,632	147,787	73,8937	118,7382783
52,5	133	105	37,8636	102,632	154,768	77,3842	115,2478232
60	133	115	30,1559	102,632	162,476	81,238	111,3939535
67,5	133	123	22,36	102,632	170,272	85,136	107,4959861
75	133	128,75	14,5234	102,632	178,109	89,0543	103,5777217
82,5	133	132,2	6,28745	102,632	186,345	93,1723	99,45972638
90	133	133	0	102,632	192,632	96,316	96,316

3º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
187,5	133	16	83,0905	102,632	70,45854	35,2293	-47,86126993
195	133	34	75,1885	102,632	62,55654	31,2783	-43,91027101
202,5	133	50	67,9176	102,632	55,28559	27,6428	-40,2747934
210	133	66	60,2484	102,632	47,61641	23,8082	-36,44020484
217,5	133	80	53,0223	102,632	40,39033	20,1952	-32,82716372
225	133	94,3	44,8446	102,632	32,21256	16,1063	-28,73827831
232,5	133	105	37,8636	102,632	25,23165	12,6158	-25,24782318
240	133	115	30,1559	102,632	17,52391	8,76195	-21,3939535
247,5	133	123	22,36	102,632	9,727972	4,86399	-17,49598611
255	133	128,75	14,5234	102,632	1,891443	0,94572	-13,57772169
262,5	133	132,2	6,28745	102,632	-6,34455	-3,1723	-9,459726381
270	133	133	0	102,632	-12,632	-6,316	-6,316

4º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
360	133	0	90	102,632	-102,63	-51,316	38,684
352,5	133	16	83,0905	102,632	-95,723	-47,861	35,22926993
345	133	34	75,1885	102,632	-87,821	-43,91	31,27827101
337,5	133	50	67,9176	102,632	-80,55	-40,275	27,6427934
330	133	66	60,2484	102,632	-72,88	-36,44	23,80820484
322,5	133	80	53,0223	102,632	-65,654	-32,827	20,19516372
315	133	94,3	44,8446	102,632	-57,477	-28,738	16,10627831
307,5	133	105	37,8636	102,632	-50,496	-25,248	12,61582318
300	133	115	30,1559	102,632	-42,788	-21,394	8,761953496
292,5	133	123	22,36	102,632	-34,992	-17,496	4,863986108
285	133	128,75	14,5234	102,632	-27,155	-13,578	0,945721694
277,5	133	132,2	6,28745	102,632	-18,919	-9,4597	-3,172273619

Del mismo modo se observa como en el tercer cuadrante todos los ángulos resultan ser negativos, pero comprobando con el desarrollo de la fórmula para el tercer cuadrante se determina como posible ya que hay que tener en cuenta el ángulo acimutal solar.

Además de ángulos negativos, en este caso se presentan ángulos mayores de 90° lo que también es posible y coherente según las fórmulas.

2.2.3. Cálculo para el 7 de febrero a las 14:00.

Para los 4 cuadrantes se obtuvieron los siguientes datos:

DIA 7 DE FEBRERO A LAS 14:00							
1º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
180	133	0	90	2,4999	182,4999	91,25	1,24995
172,5	133	16	83,0905	2,4999	175,5904	87,7952	4,704680068
165	133	34	75,1885	2,4999	167,6884	83,8442	8,655678992
157,5	133	50	67,9176	2,4999	160,4175	80,2087	12,2911566
150	133	66	60,2484	2,4999	152,7483	76,3742	16,12574516
142,5	133	80	53,0223	2,4999	145,5222	72,7611	19,73878628
135	133	94,3	44,8446	2,4999	137,3445	68,6722	23,82767169
127,5	133	105	37,8636	2,4999	130,3635	65,1818	27,31812682
120	133	115	30,1559	2,4999	122,6558	61,3279	31,1719965
112,5	133	123	22,36	2,4999	114,8599	57,4299	35,06996389
105	133	128,75	14,5234	2,4999	107,0233	53,5117	38,98822831
97,5	133	132,2	6,28745	2,4999	98,78735	49,3937	43,10622362

ZONA SUR							
2º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
7,5	133	16	83,0905	2,4999	9,40936	4,70468	87,79521993
15	133	34	75,1885	2,4999	17,3114	8,65568	83,84422101
22,5	133	50	67,9176	2,4999	24,5823	12,2912	80,2087434
30	133	66	60,2484	2,4999	32,2515	16,1257	76,37415484
37,5	133	80	53,0223	2,4999	39,4776	19,7388	72,76111372
45	133	94,3	44,8446	2,4999	47,6553	23,8277	68,67222831
52,5	133	105	37,8636	2,4999	54,6363	27,3181	65,18177318
60	133	115	30,1559	2,4999	62,344	31,172	61,3279035
67,5	133	123	22,36	2,4999	70,1399	35,07	57,42993611
75	133	128,75	14,5234	2,4999	77,9765	38,9882	53,51167169
82,5	133	132,2	6,28745	2,4999	86,2124	43,1062	49,39367638
90	133	133	0	2,4999	92,4999	46,25	46,24995

3º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
187,5	133	16	83,0905	2,4999	170,5906	85,2953	2,204780068
195	133	34	75,1885	2,4999	162,6886	81,3443	6,155778992
202,5	133	50	67,9176	2,4999	155,4177	77,7088	9,791256597
210	133	66	60,2484	2,4999	147,7485	73,8743	13,62584516
217,5	133	80	53,0223	2,4999	140,5224	70,2612	17,23888628
225	133	94,3	44,8446	2,4999	132,3447	66,1723	21,32777169
232,5	133	105	37,8636	2,4999	125,3637	62,6819	24,81822682
240	133	115	30,1559	2,4999	117,656	58,828	28,6720965
247,5	133	123	22,36	2,4999	109,8601	54,93	32,57006389
255	133	128,75	14,5234	2,4999	102,0235	51,0118	36,48832831
262,5	133	132,2	6,28745	2,4999	93,78755	46,8938	40,60632362
270	133	133	0	2,4999	87,5001	43,7501	43,75005

4º CUADRANTE							
GRADOS	RADIO R	DISTANCIA D	α	ψ	δ	$\delta/2$	ANGULO ACIMUT B
360	133	0	90	2,4999	-2,4999	-1,25	88,75005
352,5	133	16	83,0905	2,4999	4,40956	2,2048	85,29531993
345	133	34	75,1885	2,4999	12,3116	6,1558	81,34432101
337,5	133	50	67,9176	2,4999	19,5825	9,7913	77,7088434
330	133	66	60,2484	2,4999	27,2517	13,626	73,87425484
322,5	133	80	53,0223	2,4999	34,4778	17,239	70,26121372
315	133	94,3	44,8446	2,4999	42,6555	21,328	66,17232831
307,5	133	105	37,8636	2,4999	49,6365	24,818	62,68187318
300	133	115	30,1559	2,4999	57,3442	28,672	58,8280035
292,5	133	123	22,36	2,4999	65,1401	32,57	54,93003611
285	133	128,75	14,5234	2,4999	72,9767	36,488	51,01177169
277,5	133	132,2	6,28745	2,4999	81,2126	40,606	46,89377638

3. Desarrollo del ciclo de sales fundidas.

En el siguiente ejercicio se tratará de dimensionar la bomba principal de sales fundidas, cuya función es la de impulsar las sales en estado líquido a 290°C hasta lo alto de la torre para que una vez arriba, se deslicen por los estrechos conductos del receptor calentándose hasta los 574°C.

Para simplificar los cálculos no se tendrán en cuenta las válvulas y estrechamientos producidos en todo el recorrido, por lo que se consideraran despreciables las pérdidas secundarias.

3.1. Instalaciones.

Las instalaciones que se utilizarán en el ciclo de sales fundidas consisten en un entramado de tuberías válvulas y bombas fuera de lo común que no trabajarán con un fluido corriente si no con sales fundidas de elevada densidad y temperatura y soportando altas presiones.

La mezcla de sales será impulsada desde el tanque de sales frías, del cual serán extraídas mediante una CPXV, por medio de una bomba de turbina vertical VTP. En el anexo I puede verse algunos de los datos característicos de estas bombas y de las utilizadas para servicios auxiliares, las cuales no entraran a formar parte de este estudio.

Las tuberías serán de 300 mm. de diámetro interior desde la salida de la bomba hasta el final de la torre, donde la tubería de ascensión (sales frías) sufrirá un estrechamiento hasta 100 mm. de diámetro hasta la parte superior del receptor. En este punto, por medio de unos colectores, se repartirá el fluido de trabajo por los conductos de 40 mm. para ser calentado en el receptor. La mezcla de sales ya caliente se recogerá en la parte inferior del receptor incorporándose a la tubería bajante de 300 mm. de diámetro. (plano 3). Las sales bajarán calientes por gravedad y una vez abajo serán conducidas por medio de bombas auxiliares al tanque de sales calientes para su almacenamiento o al generador de vapor para la producción de electricidad según sea necesario en cada momento.

Todo el recorrido estará debidamente instalado con válvulas de seguridad para posibles fallos, y con instrumentos de medida como manómetros o termómetros.

La instalación se aislará debidamente para conseguir unas variaciones de temperatura mínimas con lana mineral. El espesor de este aislante será el siguiente:

- Tanque de sales frías = 240 mm.
- Tanque de sales calientes = 360 mm.
- Tuberías del sistema = 110 mm.

3.2. Ciclo de las sales fundidas.

Para poder comenzar el desarrollo del ciclo de este fluido de trabajo será necesario tomar una serie de consideraciones y suposiciones:

- En primer lugar, se pretende lograr la menor variación de temperatura posible, por lo que se buscará conseguir un número de Reynolds lo suficientemente bajo (<2000) para que el flujo sea laminar, manteniéndose estacionario y comportándose como si estuviera formado por laminas delgadas que interactúen solo en función de los esfuerzos tangenciales existentes.
- Como se dijo anteriormente, las pérdidas secundarias serán despreciadas.
- Se tomará la altura inicial como cero, es decir $z_1 = 0$.
- La velocidad del fluido inicial y final será cero debido a la consideración de que las sales empiezan desde un estado estacionario y acaban de igual forma dejándose caer por acción de la gravedad.

Con este segundo ejercicio se intenta dar a conocer la altura total de la bomba necesaria, su potencia y el rendimiento de la instalación, a partir de lo cual se decidirá las bombas a utilizar.

Los datos que se tienen para realizar el desarrollo de este ciclo de sales son:

- Caudal de sales: $Q = 1260 \text{ m}^3/\text{h} = 0,35 \text{ m}^3/\text{s}$.
- Densidad del fluido: $\rho = 1940 \text{ kg/m}^3$.
- Diámetro tubería larga: $D = 0,3 \text{ m}$.
- Diámetro tubería corte: $d = 0,1 \text{ m}$.
- Longitud tubería larga: $L_1 = 120 \text{ m}$.
- Longitud tubería corta: $L_2 = 10,6 \text{ m}$.
- Presión abajo: $P_1 = 85 \text{ bar} = 8500000 \text{ Pa}$.
- Presión arriba: $P_2 = 10 \text{ bar} = 1000000 \text{ Pa}$.
- Rugosidad: $k = 0,000075 \text{ m}$.
- Viscosidad: $\nu = 0.004 \text{ kg/m s}$.
- Altura $z_2 = 110 \text{ m}$.

El esquema básico del ejercicio es el siguiente:

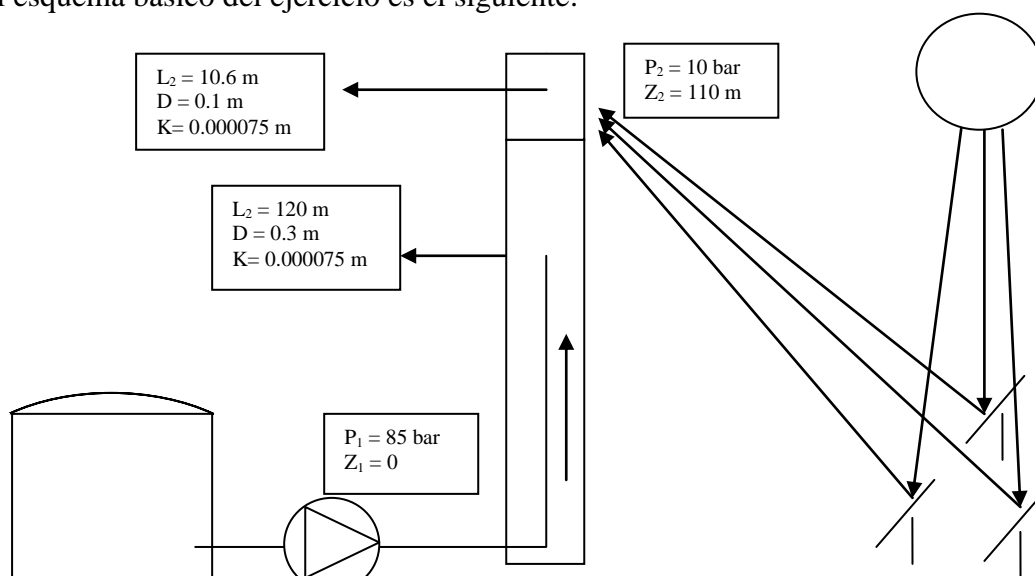


Figura 50. Esquema básico del ciclo de sales fundidas.

Por la conservación de la energía se tiene:

$$E_1 = E_2; \quad H_1 + H_b = H_2 + H_{r12}$$

Siendo H_b la altura de la bomba y H_r las pérdidas. Descomponiendo esta ecuación se obtiene la ecuación a utilizar:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + H_b = \frac{P_2}{\rho g} + z_2 + \frac{v_2^2}{2g} + H_{r12}$$

Como tomamos velocidades nulas en el punto inicial y final,

$$\frac{P_1}{\rho g} + H_b = \frac{P_2}{\rho g} + z_2 + H_{r12}$$

Esta es la ecuación de la energía en la que las pérdidas H_r valen:

$$H_r = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}; \quad \text{siendo } v = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

Como tenemos dos tuberías distintas se tendrán dos pérdidas distintas, H_{r1} y H_{r2}

$$\frac{P_1}{\rho g} + H_b = \frac{P_2}{\rho g} + z_2 + H_{r1} + H_{r2}$$

Sustituyendo el valor de las pérdidas tenemos la ecuación a utilizar

$$\frac{P_1}{\rho g} + H_b = \frac{P_2}{\rho g} + z_2 + f_1 \frac{L_1}{D} \frac{16Q^2}{\pi^2 D^4 2g} + f_2 \frac{L_2}{d} \frac{16Q^2}{\pi^2 d^4 2g}$$

f es un numero adimensional que puede calcularse mediante dos formas:

- Mediante la ecuación de Colebrook.
- Por el diagrama de Moody.

La ecuación de Colebrook es:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{k/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f}} \right)$$

En la que necesitamos conocer:

- k/D
- $Re = \frac{D v}{\nu} = \frac{4Q}{\nu \pi D}$; $Re < 2000$ por ser laminar.

Para obtener f se da un valor al azar de este y se va probando con los valores obtenidos anteriormente metiendo cada vez la f obtenida hasta que el valor de f que se no varíe.

Con el diagrama de Moody que se puede encontrar en el anexo II, también se necesitan los datos de k/D y Re pero se evita esa tediosa labor de ir probando sacando directamente el valor de f correcto, al buscarlo en el diagrama directamente.

Llevando las formulas a este caso en particular se han de hallar la f_1 y la f_2 por lo tanto se tiene:

$$f_1 \begin{cases} \frac{k}{D} = \frac{0,000075}{0,3} = 0,0025 \\ Re = \frac{4Q}{\nu \pi D} = \frac{4 \cdot 0,35}{0,004 \pi \cdot 0,3} = 1114,082 \end{cases} ; \text{empezando con } f_1 = 0,02,$$

$$f_1 = \frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{0,0025}{3,7} + \frac{2,51}{1114,082 \sqrt{f}} \right)$$

$$f_1 = 0,081925$$

$$f_2 \begin{cases} \frac{k}{D} = \frac{0,000075}{0,3} = 0,0025 \\ Re = \frac{4Q}{\nu \pi D} = \frac{4 \cdot 0,35}{0,004 \pi \cdot 0,1} = 371,3607 \end{cases} ; \text{empezando con } f_1 = 0,02,$$

$$f_2 = \frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{0,0025}{3,7} + \frac{2,51}{371,3607 \sqrt{f}} \right)$$

$$f_2 = 0,057671$$

Una vez obtenidos todos los datos necesarios se procede a calcular el valor de H_b con la fórmula de la conservación de la energía.

$$\frac{8500000}{1940 \cdot 9,81} + H_b = \frac{1000000}{1940 \cdot 9,81} + 110 + 0,081925 \frac{120}{0,3} \frac{16 \cdot 0,35^2}{\pi^2 \cdot 0,3^4 \cdot 2 \cdot 9,81} + 0,057671 \frac{10,6}{0,1} \frac{16 \cdot 0,35^2}{\pi^2 \cdot 0,1^4 \cdot 2 \cdot 9,81}$$

$$H_b = 375,6225 \text{ m.}$$

Por lo tanto la potencia de la bomba será:

$$\text{Pot}_B = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_b = 1940 \cdot 9.81 \cdot 0.35 \cdot 375.6225 =$$

$$\text{Pot}_B = 2502017,681 \text{ W} = 2502.0177 \text{ kW}$$

Y la potencia nominal;

$$\text{Pot}_e = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H = 1940 \cdot 9.81 \cdot 0.35 \cdot 822.2528 = 5477017.681 \text{ W} = 5477.0177 \text{ kW}$$

siendo H la energía en cualquiera de los puntos dada en m. (es la misma).

El rendimiento será entonces:

$$\eta = \frac{\text{Pot}_B}{\text{Pote}} = \frac{2502.0177 \text{ kW}}{5477.0177 \text{ kW}} =$$

$$\eta = 0.4568$$

Observando que la potencia de la bomba es bastante elevada, se optará por la colocación de dos bombas iguales VTP de Flow Serve instaladas en serie con lo que se divide la potencia de cada bomba a la mitad siendo el rendimiento el mismo. Además por prevención se instalará otra bomba más en paralelo por si alguna de las otras dos falla. De esta forma se tienen dos bombas con una potencia cada una de **1251.009 kW** que dan una altura de **187.81 m**.

4. Desarrollo del ciclo de potencia.

Los procesos que tienen lugar en este tipo de instalaciones para generar electricidad, son muy complejos, lo que lleva a realizar idealizaciones para poder desarrollar modelos termodinámicos adecuados.

Estudiando los modelos simplificados se proporcionan conclusiones cualitativas sobre el rendimiento de equipos reales y permite conocer cómo afectan los cambios en los principales parámetros de funcionamiento al rendimiento real.

4.1. Instalaciones de potencia.

Aunque el fluido de trabajo en toda la instalación se compone de sales fundidas, en este caso nitratos de sodio y potasio, a la hora de obtener potencia eléctrica de la central el fluido utilizado es agua. Esta agua recibirá calor de las sales fundidas en el generador de vapor donde estas una vez cedido el calor al agua serán recirculadas al tanque frío para posteriormente comenzar el ciclo.

En cuanto al agua, una vez haya sido calentada gracias al calor cedido por las sales fundidas, pasará a una turbina de vapor la cual, conectada a un generador transformará la energía del vapor de agua en electricidad que será enviado a la red.

Una vez el agua produzca el movimiento de la turbina de generación de electricidad será condensada en los tanques de refrigeración para ser mandada de nuevo al generador de vapor a repetir el ciclo.

Antes de empezar con el desarrollo del ciclo resulta conveniente nombrar las consideraciones de cada uno de los componentes presentes en el ciclo.

- Turbina: es un dispositivo que produce trabajo como resultado del paso de un gas, en este caso vapor sobrecalentado de agua, a través de un sistema de álabes solidarios a un eje que puede girar libremente. El funcionamiento consiste en la entrada del gas a la turbina expandiéndose hasta una presión de salida menor produciendo un trabajo que es transferido al generador para la producción de electricidad.
- Bomba: es un dispositivo en el que el trabajo consumido se utiliza para modificar el estado del líquido. El balance de energía será igual al de la turbina pero de signo contrario, ya que a la bomba hay que introducirle un trabajo, mientras que de la turbina se obtiene.
- Condensador: se trata de un intercambiador de calor, es decir, un dispositivo donde dos fluidos intercambian energía. Su función consiste en disminuir la temperatura del vapor a la salida de la turbina transformándolo al estado líquido para que pueda volver al generador de vapor y continuar el ciclo.
- Generador de vapor: en este punto las sales fundidas impulsadas por la bomba que han sido calentadas en el receptor gracias a la radiación solar reflejada por los heliostatos, transfieren su calor al agua líquida que ha vuelto del condensador, para volver al estado de vapor saturado y producir el movimiento de los álabes de la turbina.

4.2. Ciclo de potencia.

El ciclo de potencia de esta central de receptor central en torre se basa en un ciclo Rankine básico de las turbinas de vapor.

Las principales transferencias de calor se pueden observar en las siguientes figuras explicativas.

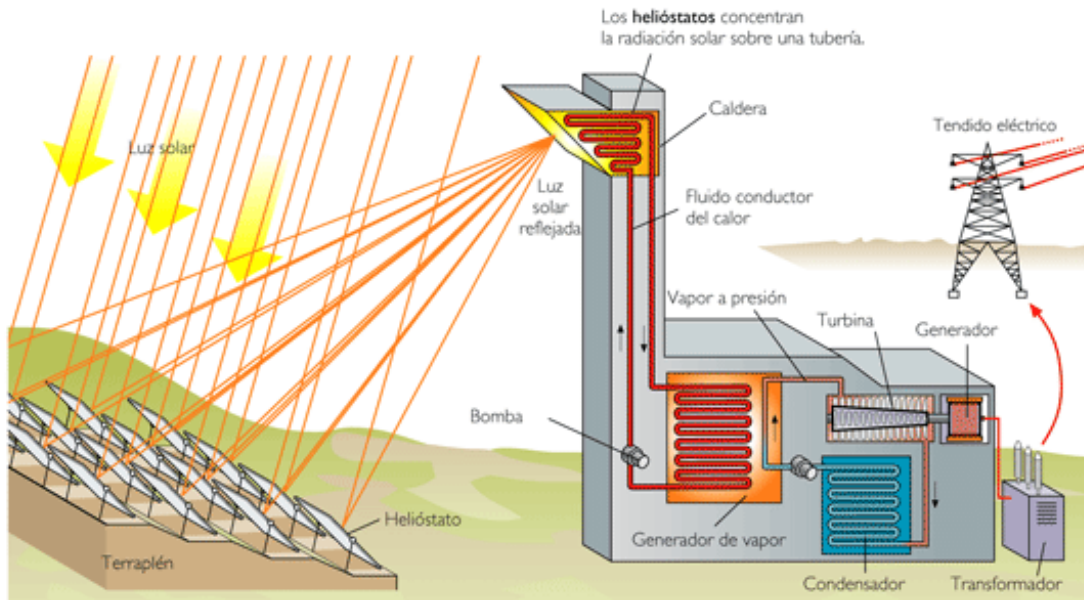
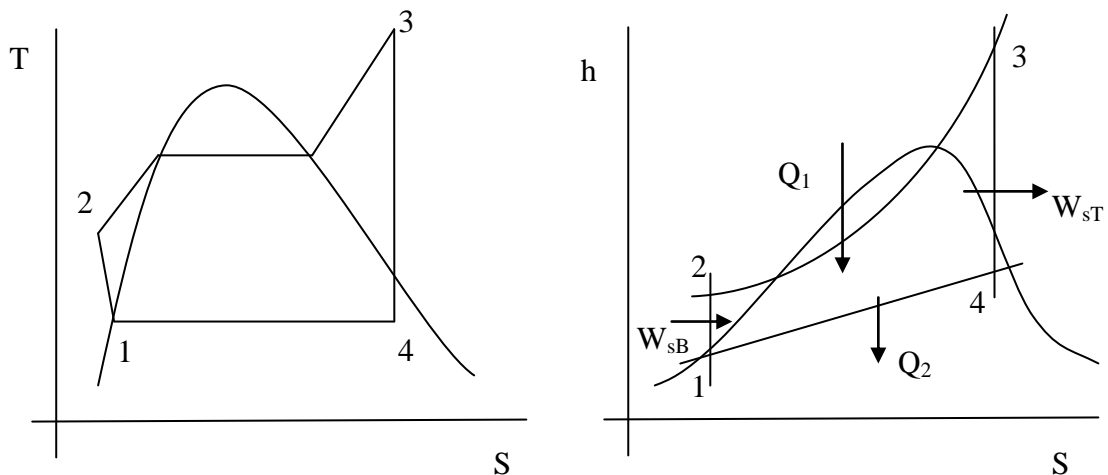


Figura. Ciclo de potencia en central termosolar de torre

Centrándonos en el ciclo se puede decir que se corresponde con un ciclo Rankine básico como ya se ha dicho anteriormente de tal forma que sus graficas T-S y h-S son las siguientes:



- 1-2. Se corresponde con un aumento de presión adiabático e isoentrópico.
- 2-3. Se produce la vaporización del agua en el generador de vapor, consiste en una absorción de calor isoentrópica.
- 3-4. Expansión en la turbina de vapor, es un proceso adiabático e isoentrópico.
- 4-1. Condensación de vapor que consiste en una cesión de calor a presión constante.

Para todo el ciclo haremos las siguientes suposiciones:

- El agua circulará en régimen permanente a lo largo de toda la instalación por lo que se utilizarán magnitudes específicas.
- Se van a despreciar las variaciones de energía cinética y potencial del fluido a lo largo de su recorrido por la instalación, así como las pérdidas de carga.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente nombradas, la ecuación de la energía en forma diferencial, aplicada a la unidad de masa, en los diferentes volúmenes de control de la instalación, tendrá la forma:

$$\delta q = dh + \delta w$$

En la bomba se verificará:

$$0 = dh + \delta w \quad w_{12} = - (h_2 - h_1) \quad |w_{12}| = |w_{sB}| = h_2 - h_1$$

Siendo $|w_{sB}|$ el valor absoluto del trabajo específico absorbido por la bomba pues el proceso es adiabático e isoentrópico.

En el generador de vapor se tendrá:

$$\delta w = dh \quad q_1 = q_{23} = h_3 - h_2$$

Siendo q_1 el calor específico aportado al agua por las sales fundidas en el generador de vapor pues es un proceso isobárico de absorción de calor.

En la turbina:

$$0 = dh + \delta w \quad w_{34} = (h_3 - h_4) \quad w_{34} = w_{sT} = h_3 - h_4$$

Siendo w_{sT} el trabajo específico producido por la turbina pues el proceso es adiabático e isoentrópico.

En el condensador se tendrá:

$$0 = dh \quad q_{41} = - (h_4 - h_1) \quad |q_{41}| = |q_2| = h_4 - h_1$$

Siendo $|q_2|$ el valor absoluto del calor específico cedido al condensador debido a que el proceso es una cesión de calor isobárica.

Con todo esto se verificará que el trabajo específico neto del ciclo será:

$$w_{sN} = w_{sT} - |w_{sB}| = h_3 - h_4 - (h_2 - h_1) = h_3 - h_2 - (h_4 - h_1) = q_1 - |q_2|$$

La potencia obtenida, potencia de diseño de la turbina será:

$$N_0 = m_v w_{sN}$$

Siendo m_v el gasto de agua que circula por la instalación que será tomado como $m_v = 84000 \text{ kg/h}$.

Otros datos son los mostrados en el siguiente diagrama:

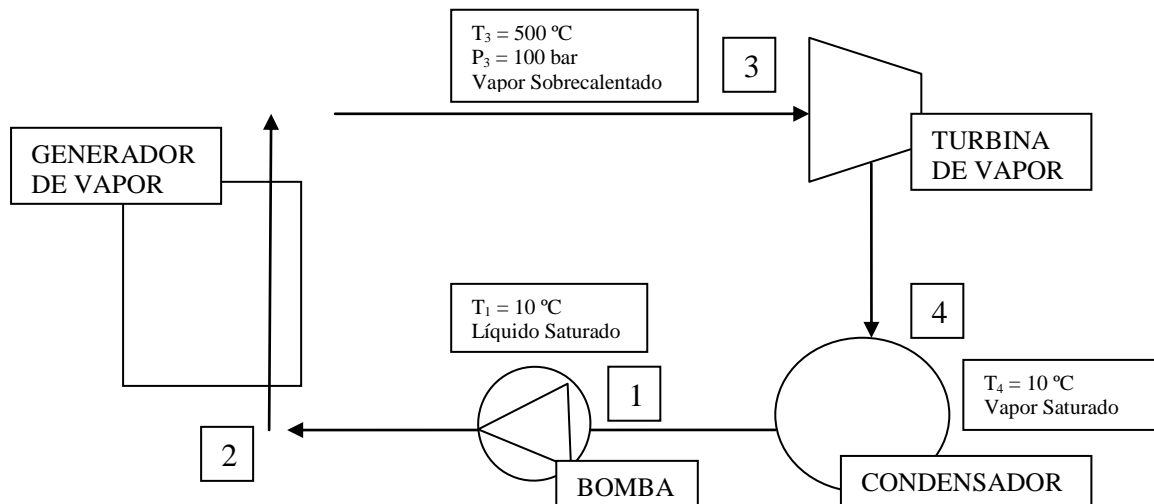


Figura 51. Esquema básico del ciclo de vapor.

Con estos datos y las tablas del anexo III y IV del agua saturada y vapor sobrecalentado, procederemos a calcular la potencia de diseño de la turbina o potencia ideal N_0 , la potencia interna de la turbina N_i , la potencia efectiva N_e que será la potencia efectiva de la central energética, con lo cual calcularemos también la potencia de pérdidas y el rendimiento térmico de la instalación.

Supondremos los rendimientos $\eta_m = 0,97$, rendimiento mecánico y $\eta_i = 0,87$, rendimiento interno de la turbina.

1. En este primer punto tenemos el agua en estado de líquido saturado a una temperatura de 10°C .

Si nos vamos a la tabla del agua saturada en la fila de la temperatura de 10°C obtenemos los siguientes datos:

- $P_1 = 0,01228 \text{ bares}$.
- $h_1 = h_{ls} = 42,01 \text{ kJ/kg}$.
- $S_1 = 0,1510 \text{ kJ/kg K}$.

2. En el segundo punto sabemos que la entalpia es la misma que la anterior. Por lo tanto:

- $h_2 = h_1 = 42,01 \text{ kJ/kg}$.

3. Una vez el agua líquida se calienta en el generador de vapor, se tendrá vapor sobrecalentado a la presión y temperatura dadas de $P_3 = 100$ bar y $T_3 = 500$ °C. Introduciéndonos con estos datos en la tabla de vapor saturado se obtendrán los siguientes datos de entalpía y entropía:

- $h_3 = 3373,25$ kJ/kg.
- $S_3 = 6,5952$ kJ/kg K.

4. en este último punto del ciclo sabemos que tenemos una temperatura de 10°C y que la presión $P_4 = P_1$ por ser un proceso isobárico por lo tanto $P_4 = 0,01228$ bares. De la tabla del agua saturada obtendremos los datos siguientes de líquido saturado (ls) y vapor saturado (vs):

- $S_{ls} = 0,1510$ kJ/kg K.
- $S_{vs} = 8,9008$ kJ/kg K.
- $h_{ls} = 42,01$ kJ/kg.
- $h_{vs} = 2519,8$ kJ/kg.

Como sabemos que el proceso 3-4 es un proceso isoentrópico igualaremos $S_3 = S_4 = S_{vh}$ (entropía del vapor húmedo) = 6,5952 kJ/kg K.

Con este y los anteriores datos se calcula el título X del vapor con la siguiente fórmula:

$$X = \frac{h_{vh} - h_{ls}}{h_{vs} - h_{ls}} = \frac{S_{vh} - S_{ls}}{S_{vs} - S_{ls}} = \frac{6,5952 - 0,1510}{8,9008 - 0,1510} = 0,7365$$

Una vez obtenido el título se puede obtener la entalpía $h_{vh} = h_4$,

$$X = \frac{h_{vh} - h_{ls}}{h_{vs} - h_{ls}} = 0,7365 = \frac{h_{vh} - 42,01}{2519,8 - 42,01} \longrightarrow h_{vh} = h_4 = 1866,9 \text{ kJ/kg.}$$

Una vez obtenidas las entalpías de cada punto se hallan los calores y trabajos específicos de cada instalación.

$$1-2 \text{ Bomba. } 0 = dh + \delta w; \quad w_{12} = - (h_2 - h_1) = 0; \quad |w_{12}| = |w_{sB}| = h_2 - h_1 = 0$$

$|w_{sB}| = 0$ esto es debido a que las entalpías h_1 y h_2 se consideran iguales al ser muy parecidas por lo que el trabajo de la bomba saldría despreciable.

$$2-3 \text{ Generador de vapor. } \delta w = dh;$$

$$q_1 = q_{23} = h_3 - h_2 = 3373,25 - 42,01 = 3331,24 \text{ kJ/kg.}$$

3-4 Turbina. $0 = dh + \delta w;$

$w_{34} = w_{sT} = h_3 - h_4 = 3373,25 - 1866,9 = 1506,35 \text{ kJ/kg.}$

4-1 Condensador. $0 = dh;$

$|q_{41}| = |q_2| = h_4 - h_1 = 1866,9 - 42,01 = 1824,89 \text{ kJ/kg.}$

El trabajo específico neto del ciclo será:

$w_{sN} = w_{sT} - |w_{sB}| = 1506,35 \text{ kJ/kg} - 0 = 1506,35 \text{ kJ/kg.}$

La potencia de diseño de la turbina tomando m_v en kg/s será entonces:

$N_0 = m_v w_{sN} = 23,3333 \text{ kg/s} \cdot 1506,35 \text{ kJ/kg} = 35148,1666 \text{ kW.}$

$N_0 = 35,14816 \text{ MW}$

Como sabemos que $\eta_i = 0,87$, se puede obtener la potencia de diseño N_i de la forma:

$N_i = \eta_i \cdot N_0 = 0,87 \cdot 35148,1666 \text{ kW} = 30578,905 \text{ kW.}$

$N_i = 30,57890 \text{ MW}$

Con el rendimiento mecanico $\eta_m = 0,97$ se obtiene la potencia efectiva de la instalación N_e .

$N_e = \eta_m \cdot N_i = 0,97 \cdot 30578,905 \text{ kW} = 29661,54 \text{ kW.}$

$N_e = 29,6615 \text{ MW}$

La potencia de pérdidas resultara de la diferencia entre la potencia interna de la turbina y la potencia efectiva;

$N_{pm} = N_i - N_e = 30578,905 \text{ kW} - 29661,54 \text{ kW} = 917,367 \text{ kW.}$

$N_{pm} = 0,91737 \text{ MW}$

Para calcular el rendimiento térmico de la instalación se emplea la siguiente fórmula:

$$\eta_t = \frac{w_{sT}}{h_3 - h_1} = \frac{N_0}{m_v q_1} = \frac{35148,1666}{23,3333 \cdot 3331,24} = 0,452$$

$$\eta_t = 0,452$$

Con el rendimiento térmico y el del ciclo de sales fundidas se podría obtener una aproximación al rendimiento total de la planta que en este tipo de centrales suele rondar, como ya se explicó anteriormente sobre el 0,17 – 0,25.

$$\eta_t = \eta_{sf} \cdot \eta_t = 0.4268 \cdot 0.452 = 0.2065$$

5. Estudio de viabilidad económico-financiera.

En el siguiente apartado se llevará a cabo el estudio de viabilidad de la planta de potencia. Se realizará el proceso tomando dos tipos de amortizaciones diferentes, una a 20 años y otra a 5. Esta última aunque pueda parecer extraña, puede ser aconsejable en estos tiempos de crisis donde una inesperada decisión del gobierno puede cambiar las estimaciones de amortización y perder dinero, no cumpliéndose los objetivos como le ha ocurrido recientemente a la empresa de energías renovables Gamesa.

Como sabemos, es imposible conocer el precio del kWh de aquí a unos años, por lo tanto más imposible resulta conocerlo 25 o 30 años después de haber construido la central, ya que cualquier cambio en la legislación puede beneficiar o perjudicar al propietario. Podemos decir, por lo tanto, que el estudio de viabilidad y económico se basa en una serie de suposiciones futuras que no tienen por qué ser ciertas.

En estos tiempos que corren, parece desaconsejable arriesgarse en estos temas y más tratándose de temas renovables. Esto lleva a probar el resultado con una amortización a 6 años que será comparado con el otro caso, más coherente a simple vista.

Antes de comenzar se darán unos datos básicos del presupuesto de la instalación que ya aparecían anteriormente en el resumen del presupuesto.

NOTA: Debido a que se realizó todo el proyecto con un software estadounidense, todos los datos estarán calculados en dólares (\$) ofreciendo solo los resultados en euros (€).

5.1. Inversión de la planta termosolar.

Las operaciones descritas en la siguiente tabla se detallan en el apartado de presupuesto.

Para hacernos una idea de los números con los que se va a trabajar se adjunta la siguiente tabla con las inversiones realizadas.

INVERSIÓN	PRECIO (\$)
Acondicionamiento campo de heliostatos	5,931,879.80
Campo de heliostatos	118,637,596.00
Balance de la planta	12,250,000.00
Bloque de potencia	29,750,000.00
Almacenamiento de sales fundidas	33,352,941.18
Torre	5,976,462.81
Receptor solar	36,611,625.86
Contingencia	16,975,735.40
TOTAL COSTES DIRECTOS	259,486,241.04
Costes del propietario(Ingeniería, consecución y construcción)	28,543,486.51
Terreno	4,897,854.72
Tasas sobre el coste directo	10,379,449.64
TOTAL COSTES INDIRECTOS	43,820,790.87
COSTE TOTAL DE INSTALACIÓN	303,307,031.91
COSTE DE CONSTRUCCIÓN (6%)	18,198,421.91
COSTE TOTAL	321,505,453.8
COSTE TOTAL EN EUROS (1\$ = 0,7675€)	246,755,435.8

NOTA: El precio del dólar fue tomado a fecha 06 de Octubre de 2012.

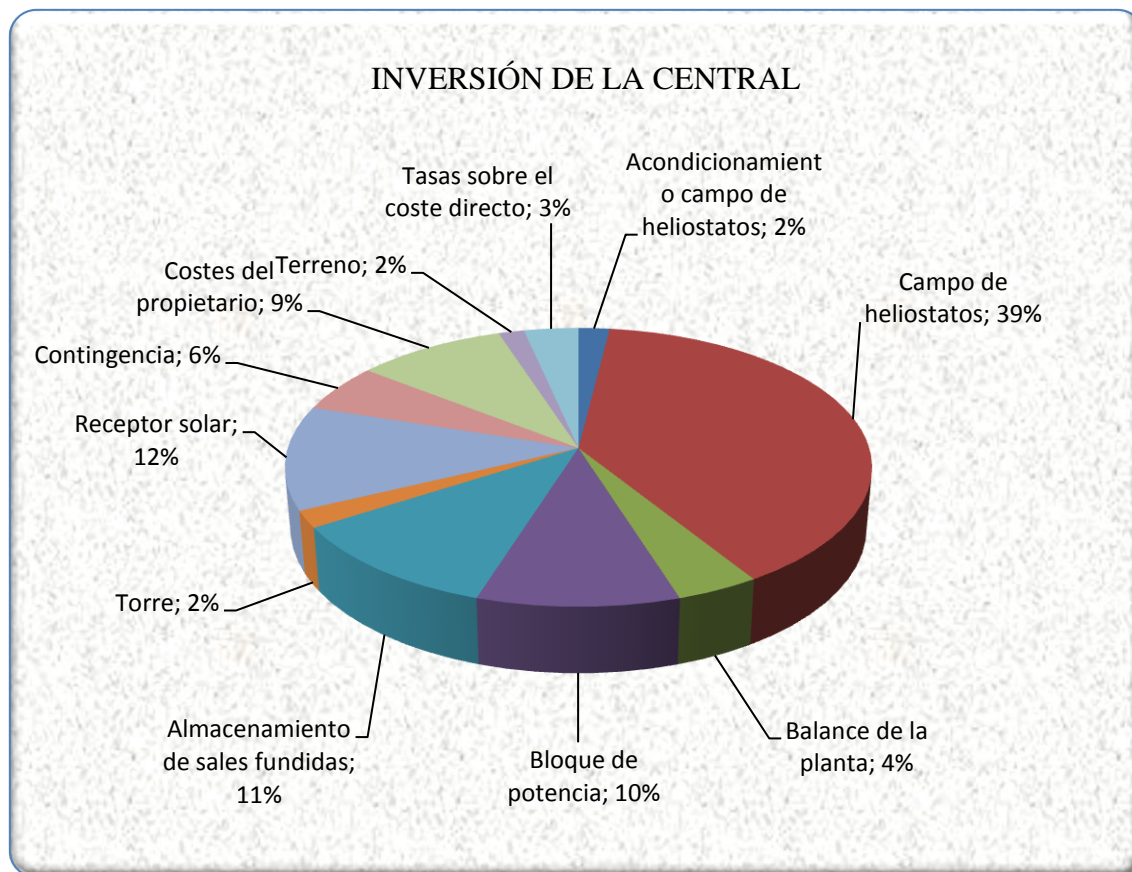


Figura 52.grafico circular de inversión.

5.2. Estudio económico financiero.

En cuanto a cómo se distribuye la inversión a lo largo de la vida de operación de la planta, así como la fase de amortización de la maquinaria, se realiza un estudio económico – financiero completo con el que se determinará la viabilidad del proyecto suponiendo que la inversión total del proyecto es de 303,307,031.91\$ (232,788,147 €) suponiendo una vida útil de operación de 30 años.

El siguiente estudio, como ya se ha comentado anteriormente se desarrollará pensando en dos tipos de amortizaciones, la primera a 20 años y la segunda a 6. A continuación se muestra el resultado del análisis económico y financiero de ambas obtenido con el software utilizado (SAM). Los dos casos serán estudiados y se elegirá el más favorable atendiendo a las condiciones actuales.

5.2.1. Estudio con amortización a 20 años.

En primer lugar se realizará el estudio con una amortización a 20 años, algo que a simple vista parece normal.

Estableceremos ciertas suposiciones antes de comenzar:

- El precio del kWh aumentará su valor cada año en 0,8 céntimos de dólar aproximadamente.
- Debido al mantenimiento periódico de la planta energética, se producirá la misma cantidad de energía todos los años de su vida útil.
- La depreciación será de un 5% durante los 20 años de amortización
- El pago inicial será de 160,752,726.91\$ (123,377,717.9 €) que supone el 50% del coste total de instalación.
- Por lo tanto el préstamo supondrá el otro 50%
- El tipo de interés será un 5% del precio total instalado, es decir, sin gastos de construcción.
- Al corresponderse la materia prima con al radiación solar, su coste será nulo.

Una vez establecidos se presenta la tabla con el resultado del análisis.

Color morado: energía producida por año.

Color rosa: precio de la energía anual.

Color verde: beneficios de la venta de energía por año.

Color rojo: gastos de operación, financiación y tasas.

Color Azul: beneficios con gastos de operación.

Color amarillo: Cash Flow después de tasas

YEAR	0	1	2	3
Energy (kWh)	0	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0	0.575	0.582	0.589
Energy Value (\$)	0	46,101,895.25	46,655,117.99	47,214,979.41
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	0	1,979,250	2,028,731.25	2,079,449.53
Variable O&M	0	240,591.26	246,606.04	252,771.19
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	0	1,516,535.16	1,554,448.54	1,593,309.75
Property Assessed Value	0	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	0	3,736,376.42	3,829,785.83	3,925,530.48
Operating Income	0	42,365,518.83	42,825,332.16	43,289,448.93
Financing				
Debt Balance	0	-	-	-
Debt Interest Payment	0	12,860,218.15	12,579,193.98	12,275,687.87
Debt Repayment	0	3,512,802.16	3,793,826.33	4,097,332.44
Debt Total Payment	0	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	0	5	5	5
State Depreciation	0	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
State Income Taxes	0	940,101.96	991,960.58	1,045,694.19
State Tax Savings	0	-940,101.96	-991,960.58	-1,045,694.19
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	0	5	5	5
Federal Depreciation	0	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
Federal Income Taxes	0	2,622,884.47	2,767,570.03	2,917,486.78
Federal Tax Savings	0	-2,622,884.47	-2,767,570.03	-2,917,486.78
After Tax Cashflow	-160,752,726.91	22,429,512.09	22,692,781.24	22,953,247.66
PreTax Debt Service Coverage Ratio	0	2.59	2.62	2.64

Iker Barriga Cuesta

YEAR	4	5	6	7
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.596	0.603	0.61	0.618
Energy Value (\$)	47,781,559.16	48,354,937.87	48,935,197.13	49,522,419.49
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	2,131,435.77	2,184,721.66	2,239,339.71	2,295,323.2
Variable O&M	259,090.47	265,567.74	272,206.93	279,012.1
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	1,633,142.5	1,673,971.06	1,715,820.33	1,758,715.84
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	4,023,668.74	4,124,260.46	4,227,366.97	4,333,051.14
Operating Income	43,757,890.42	44,230,677.41	44,707,830.16	45,189,368.35
Financing				
Debt Balance	-149,348,765.99	-144,923,646.96	-140,144,518.4	-134,983,059.57
Debt Interest Payment	11,947,901.28	11,593,891.76	11,211,561.47	10,798,644.77
Debt Repayment	4,425,119.03	4,779,128.55	5,161,458.84	5,574,375.55
Debt Total Payment	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	5	5	5	5
State Depreciation	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
State Income Taxes	1,101,430.15	1,159,305.91	1,219,469.72	1,282,081.56
State Tax Savings	-1,101,430.15	-1,159,305.91	-1,219,469.72	-1,282,081.56
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	5	5	5	5
Federal Depreciation	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
Federal Income Taxes	3,072,990.12	3,234,463.48	3,402,320.52	3,577,007.56
Federal Tax Savings	-3,072,990.12	-3,234,463.48	-3,402,320.52	-3,577,007.56
After Tax Cashflow	23,210,449.84	23,463,887.71	23,713,019.61	23,957,258.92
PreTax Debt Service Coverage Ratio	2.67	2.7	2.73	2.76

YEAR	8	9	10	11
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.625	0.632	0.64	0.648
Energy Value (\$)	50,116,688.52	50,718,088.79	51,326,705.85	51,942,626.32
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	2,352,706.28	2,411,523.93	2,471,812.03	2,533,607.33
Variable O&M	285,987.41	293,137.09	300,465.52	307,977.16
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	1,802,683.74	1,847,750.83	1,893,944.6	1,941,293.22
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	4,441,377.42	4,552,411.86	4,666,222.15	4,782,877.71
Operating Income	45,675,311.1	46,165,676.93	46,660,483.7	47,159,748.61
Financing				
Debt Balance	-129,408,684.02	-123,388,358.43	-116,886,406.8	-109,864,299.03
Debt Interest Payment	10,352,694.72	9,871,068.67	9,350,912.54	8,789,143.92
Debt Repayment	6,020,325.59	6,501,951.64	7,022,107.77	7,583,876.39
Debt Total Payment	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	5	5	5	5
State Depreciation	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
State Income Taxes	1,347,314.06	1,415,353.49	1,486,400.89	1,560,673.24
State Tax Savings	-1,347,314.06	-1,415,353.49	-1,486,400.89	-1,560,673.24
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	5	5	5	5
Federal Depreciation	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
Federal Income Taxes	3,759,006.22	3,948,836.24	4,147,058.49	4,354,278.34
Federal Tax Savings	-3,759,006.22	-3,948,836.24	-4,147,058.49	-4,354,278.34
After Tax Cashflow	24,195,970.51	24,428,466.89	24,654,004.01	24,871,776.72
PreTax Debt Service Coverage Ratio	2.79	2.82	2.85	2.88

Iker Barriga Cuesta

YEAR	12	13	14	15
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.655	0.663	0.671	0.679
Energy Value (\$)	52,565,937.84	53,196,729.09	53,835,089.84	54,481,110.92
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	2,596,947.52	2,661,871.21	2,728,417.99	2,796,628.44
Variable O&M	315,676.58	323,568.5	331,657.71	339,949.15
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	1,989,825.55	2,039,571.19	2,090,560.47	2,142,824.48
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	4,902,449.65	5,025,010.89	5,150,636.16	5,279,402.07
Operating Income	47,663,488.19	48,171,718.2	48,684,453.68	49,201,708.85
Financing				
Debt Balance	-102,280,422.64	-94,089,836.14	-85,244,002.72	-75,690,502.63
Debt Interest Payment	8,182,433.81	7,527,186.89	6,819,520.22	6,055,240.21
Debt Repayment	8,190,586.5	8,845,833.42	9,553,500.09	10,317,780.1
Debt Total Payment	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	5	5	5	5
State Depreciation	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
State Income Taxes	1,638,404.72	1,719,848.1	1,805,276.25	1,894,983.72
State Tax Savings	-1,638,404.72	-1,719,848.1	-1,805,276.25	-1,894,983.72
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	5	5	5	5
Federal Depreciation	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
Federal Income Taxes	4,571,149.16	4,798,376.21	5,036,720.75	5,287,004.57
Federal Tax Savings	-4,571,149.16	-4,798,376.21	-5,036,720.75	-5,287,004.57
After Tax Cashflow	25,080,914	25,280,473.58	25,469,436.36	25,646,700.26
PreTax Debt Service Coverage Ratio	2.91	2.94	2.97	3.01

YEAR	16	17	18	19
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.687	0.696	0.704	0.713
Energy Value (\$)	55,134,884.25	55,796,502.86	56,466,060.9	57,143,653.63
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	2,866,544.15	2,938,207.75	3,011,662.94	3,086,954.52
Variable O&M	348,447.88	357,159.08	366,088.06	375,240.26
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	2,196,395.09	2,251,304.97	2,307,587.59	2,365,277.28
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	5,411,387.12	5,546,671.8	5,685,338.59	5,827,472.06
Operating Income	49,723,497.13	50,249,831.06	50,780,722.3	51,316,181.57
Financing				
Debt Balance	-65,372,722.53	-54,229,520.02	-42,194,861.31	-29,197,429.91
Debt Interest Payment	5,229,817.8	4,338,361.6	3,375,588.91	2,335,794.39
Debt Repayment	11,143,202.51	12,034,658.71	12,997,431.41	14,037,225.92
Debt Total Payment	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	5	5	5	5
State Depreciation	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
State Income Taxes	1,989,288.46	2,088,533.77	2,193,090.25	2,303,358.01
State Tax Savings	-1,989,288.46	-2,088,533.77	-2,193,090.25	-2,303,358.01
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	5	5	5	5
Federal Depreciation	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69	16,075,272.69
Federal Income Taxes	5,550,114.82	5,827,009.23	6,118,721.8	6,426,368.86
Federal Tax Savings	-5,550,114.82	-5,827,009.23	-6,118,721.8	-6,426,368.86
After Tax Cashflow	25,811,073.54	25,961,267.75	26,095,889.95	26,213,434.39
PreTax Debt Service Coverage Ratio	3.04	3.07	3.1	3.13

Iker Barriga Cuesta

YEAR	20	21	22	23
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.721	0.73	0.739	0.747
Energy Value (\$)	57,829,377.47	58,523,330	59,225,609.96	59,936,317.28
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	3,164,128.38	3,243,231.59	3,324,312.38	3,407,420.19
Variable O&M	384,621.27	394,236.8	404,092.72	414,195.03
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	2,424,409.21	2,485,019.44	2,547,144.93	2,610,823.55
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	5,973,158.86	6,122,487.83	6,275,550.03	6,432,438.78
Operating Income	51,856,218.61	52,400,842.17	52,950,059.93	53,503,878.5
Financing				
Debt Balance	-15,160,203.99	0	0	0
Debt Interest Payment	1,212,816.32	0	0	0
Debt Repayment	15,160,203.99	0	0	0
Debt Total Payment	16,373,020.31	0	0	0
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	5	0	0	0
State Depreciation	16,075,272.69	0	0	0
State Income Taxes	2,419,769.07	3,668,058.95	3,706,504.2	3,745,271.5
State Tax Savings	-2,419,769.07	-3,668,058.95	-3,706,504.2	-3,745,271.5
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	5	0	0	0
Federal Depreciation	16,075,272.69	0	0	0
Federal Income Taxes	6,751,155.71	10,233,884.48	10,341,146.7	10,449,307.47
Federal Tax Savings	-6,751,155.71	-10,233,884.48	-10,341,146.7	-10,449,307.47
After Tax Cashflow	26,312,273.52	38,498,898.74	38,902,409.03	39,309,299.54
PreTax Debt Service Coverage Ratio	3.17	0	0	0

YEAR	24	25	26	27
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.756	0.765	0.775	0.784
Energy Value (\$)	60,655,553.09	61,383,419.72	62,120,020.76	62,865,461.01
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	3,492,605.69	3,579,920.84	3,669,418.86	3,761,154.33
Variable O&M	424,549.91	435,163.66	446,042.75	457,193.82
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	2,676,094.14	2,742,996.5	2,811,571.41	2,881,860.69
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	6,593,249.75	6,758,080.99	6,927,033.02	7,100,208.84
Operating Income	54,062,303.34	54,625,338.73	55,192,987.75	55,765,252.17
Financing				
Debt Balance	0	0	0	0
Debt Interest Payment	0	0	0	0
Debt Repayment	0	0	0	0
Debt Total Payment	0	0	0	0
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
State Depreciation	0	0	0	0
State Income Taxes	3,784,361.23	3,823,773.71	3,863,509.14	3,903,567.65
State Tax Savings	-3,784,361.23	-3,823,773.71	-3,863,509.14	-3,903,567.65
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
Federal Depreciation	0	0	0	0
Federal Income Taxes	10,558,367.84	10,668,328.65	10,779,190.51	10,890,953.75
Federal Tax Savings	-10,558,367.84	-10,668,328.65	-10,779,190.51	-10,890,953.75
After Tax Cashflow	39,719,574.26	40,133,236.37	40,550,288.1	40,970,730.77
PreTax Debt Service Coverage Ratio	0	0	0	0

Iker Barriga Cuesta

YEAR	28	29	30
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.793	0.803	0.812
Energy Value (\$)	63,619,846.54	64,383,284.7	65,155,884.12
Operating Expenses			
Fixed O&M Annual	0	0	0
Fixed O&M	3,855,183.19	3,951,562.77	4,050,351.84
Variable O&M	468,623.66	480,339.26	492,347.74
Fuel O&M	0	0	0
Insurance	2,953,907.21	3,027,754.89	3,103,448.76
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0
Total Operating Expenses	7,277,714.06	7,459,656.91	7,646,148.34
Operating Income	56,342,132.48	56,923,627.79	57,509,735.78
Financing			
Debt Balance	0	0	0
Debt Interest Payment	0	0	0
Debt Repayment	0	0	0
Debt Total Payment	0	0	0
Tax Effect on Equity (State)			
State Depreciation Schedule (%)	0	0	0
State Depreciation	0	0	0
State Income Taxes	3,943,949.27	3,984,653.95	4,025,681.5
State Tax Savings	-3,943,949.27	-3,984,653.95	-4,025,681.5
Tax Effect on Equity (Federal)			
Federal Depreciation Schedule (%)	0	0	0
Federal Depreciation	0	0	0
Federal Income Taxes	11,003,618.47	11,117,184.51	11,231,651.4
Federal Tax Savings	-11,003,618.47	-11,117,184.51	-11,231,651.4
After Tax Cashflow	41,394,564.73	41,821,789.34	42,252,402.88
PreTax Debt Service Coverage Ratio	0	0	0

Una vez observadas las tablas se procede a la realización del VAN para calificar el proyecto como viable o inviable.

Se sabe que la fórmula utilizada para su cálculo es la siguiente:

$$VAN = \sum \frac{BENEFICIO NETO ANUAL}{(1+i)^n}$$

Se sabe que la vida útil de la instalación es de 30 años por lo tanto $n = 30$.

Se supondrá el tipo de interés $i = 0,03$.

Realizando los cálculos:

$$VAN = -160,752,726.91 + 21,776,225.33 + 21,390,122.76 + 21,005,473.15 + \dots + 17,746,924.17 + 17,407,430.54 = \mathbf{392,617,001.7}$$

$VAN = 392,617,001.7$

Tras analizar todos los factores considerados con al realización del VAN, se resuelve que tanto la construcción y el funcionamiento de la planta de energía termosolar que han sido objeto de estudio en este apartado, son VIABLES ECONOMICAMENTE.

5.2.2. Estudio con amortización a 6 años.

En este caso se realizará el estudio con una amortización a 6 años. Este caso puede parecer algo extraño, pero desde un punto de vista conservador, con los tiempos que corren quizás merezca la pena intentar amortizar la obra lo antes posible sin dar pie a que una variación del precio del kWh o algún tipo de ley cambie pudiendo perjudicar la viabilidad económica y financiera de la construcción y funcionamiento de la instalación.

Un ejemplo parecido a esto podría ser el problema de Gamesa con sus proyectos, los cuales siendo viables en un principio, ahora, en plena crisis se ha traducido en pérdidas considerables. Por esta razón, para evitar un posible suceso de este tipo se desarrollara el siguiente estudio con una amortización a 6 años

Igual que en el caso anterior habrá que dar unas suposiciones antes de comenzar:

- El precio del kWh aumentará su valor cada año en 0,65 céntimos de dólar aproximadamente.
- Debido al mantenimiento periódico de la planta energética, se producirá la misma cantidad de energía todos los años de su vida útil.
- La depreciación será de un 20% el primer año, 32% el segundo, 19.2% el tercero, 11,52% el cuarto, 11,52% el quinto año y 5,76% el sexto.
- El pago inicial será de 160,752,726.91\$ (123,377,717.9 €), que supone el 50% del coste total de instalación.
- Por lo tanto el préstamo supondrá el otro 50%
- El tipo de interés será un 5% del precio total instalado, es decir, sin gastos de construcción.
- Al corresponderse la materia prima con la radiación solar, su coste será nulo.

Una vez establecidos se presenta la tabla con el resultado del análisis.

Color morado: energía producida por año.

Color rosa: precio de la energía anual.

Color verde: beneficios de la venta de energía por año.

Color rojo: gastos de operación, financiación y tasas.

Color Azul: beneficios con gastos de operación.

Color amarillo: Cash Flow después de tasas

YEAR	0	1	2	3
Energy (kWh)	0	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0	0.498	0.504	0.51
Energy Value (\$)	0	39,925,258.76	40,404,361.86	40,889,214.2
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	0	1,979,250	2,028,731.25	2,079,449.53
Variable O&M	0	240,591.26	246,606.04	252,771.19
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	0	1,516,535.16	1,554,448.54	1,593,309.75
Property Assessed Value	0	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	0	3,736,376.42	3,829,785.83	3,925,530.48
Operating Income	0	36,188,882.33	36,574,576.03	36,963,683.72
Financing				
Debt Balance	0	-160,752,726.91	-157,239,924.76	-153,446,098.43
Debt Interest Payment	0	12,860,218.15	12,579,193.98	12,275,687.87
Debt Repayment	0	3,512,802.16	3,793,826.33	4,097,332.44
Debt Total Payment	0	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	0	20	32	19.2
State Depreciation	0	64,301,090.77	102,881,745.22	61,729,047.13
State Income Taxes	0	-2,868,069.86	-5,522,045.42	-2,592,873.59
State Tax Savings	0	2,868,069.86	5,522,045.42	2,592,873.59
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	0	20	32	19.2
Federal Depreciation	0	64,301,090.77	102,881,745.22	61,729,047.13
Federal Income Taxes	0	-8,001,914.91	-15,406,506.73	-7,234,117.32
Federal Tax Savings	0	8,001,914.91	15,406,506.73	7,234,117.32
After Tax Cashflow	-160,752,726.91	30,685,846.8	41,130,107.87	30,417,654.32
PreTax Debt Service Coverage Ratio	0	2.21	2.23	2.26

YEAR	4	5	6	7
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.516	0.522	0.528	0.535
Energy Value (\$)	41,379,884.77	41,876,443.39	42,378,960.71	42,887,508.24
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	2,131,435.77	2,184,721.66	2,239,339.71	2,295,323.2
Variable O&M	259,090.47	265,567.74	272,206.93	279,012.1
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	1,633,142.5	1,673,971.06	1,715,820.33	1,758,715.84
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	4,023,668.74	4,124,260.46	4,227,366.97	4,333,051.14
Operating Income	37,356,216.03	37,752,182.93	38,151,593.74	38,554,457.1
Financing				
Debt Balance	-149,348,765.99	-144,923,646.96	-140,144,518.4	-
Debt Interest Payment	11,947,901.28	11,593,891.76	11,211,561.47	10,798,644.77
Debt Repayment	4,425,119.03	4,779,128.55	5,161,458.84	5,574,375.55
Debt Total Payment	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	11.52	11.52	5.76	0
State Depreciation	37,037,428.28	37,037,428.28	18,518,714.14	0
State Income Taxes	-814,037.95	-761,539.6	589,492.27	1,942,906.86
State Tax Savings	814,037.95	761,539.6	-589,492.27	-1,942,906.86
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	11.52	11.52	5.76	0
Federal Depreciation	37,037,428.28	37,037,428.28	18,518,714.14	0
Federal Income Taxes	-2,271,165.87	-2,124,695.48	1,644,683.43	5,420,710.15
Federal Tax Savings	2,271,165.87	2,124,695.48	-1,644,683.43	-5,420,710.15
After Tax Cashflow	24,068,399.54	24,265,397.7	19,544,397.73	14,817,819.77
PreTax Debt Service Coverage Ratio	2.28	2.31	2.33	2.35

YEAR	8	9	10	11
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.541	0.548	0.554	0.561
Energy Value (\$)	43,402,158.34	43,922,984.24	44,450,060.05	44,983,460.77
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	2,352,706.28	2,411,523.93	2,471,812.03	2,533,607.33
Variable O&M	285,987.41	293,137.09	300,465.52	307,977.16
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	1,802,683.74	1,847,750.83	1,893,944.6	1,941,293.22
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	4,441,377.42	4,552,411.86	4,666,222.15	4,782,877.71
Operating Income	38,960,780.92	39,370,572.38	39,783,837.89	40,200,583.06
Financing				
Debt Balance	-129,408,684.02	-123,388,358.43	-116,886,406.8	-109,864,299.03
Debt Interest Payment	10,352,694.72	9,871,068.67	9,350,912.54	8,789,143.92
Debt Repayment	6,020,325.59	6,501,951.64	7,022,107.77	7,583,876.39
Debt Total Payment	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
State Depreciation	0	0	0	0
State Income Taxes	2,002,566.03	2,064,965.26	2,130,304.77	2,198,800.74
State Tax Savings	-2,002,566.03	-2,064,965.26	-2,130,304.77	-2,198,800.74
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
Federal Depreciation	0	0	0	0
Federal Income Taxes	5,587,159.23	5,761,253.07	5,943,550.32	6,134,654.06
Federal Tax Savings	-5,587,159.23	-5,761,253.07	-5,943,550.32	-6,134,654.06
After Tax Cashflow	14,998,035.34	15,171,333.74	15,336,962.49	15,494,107.95
PreTax Debt Service Coverage Ratio	2.38	2.4	2.43	2.46

Iker Barriga Cuesta

YEAR	12	13	14	15
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.568	0.574	0.581	0.588
Energy Value (\$)	45,523,262.3	46,069,541.45	46,622,375.94	47,181,844.46
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	2,596,947.52	2,661,871.21	2,728,417.99	2,796,628.44
Variable O&M	315,676.58	323,568.5	331,657.71	339,949.15
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	1,989,825.55	2,039,571.19	2,090,560.47	2,142,824.48
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	4,902,449.65	5,025,010.89	5,150,636.16	5,279,402.07
Operating Income	40,620,812.65	41,044,530.55	41,471,739.78	41,902,442.39
Financing				
Debt Balance	-102,280,422.64	-94,089,836.14	-85,244,002.72	-75,690,502.63
Debt Interest Payment	8,182,433.81	7,527,186.89	6,819,520.22	6,055,240.21
Debt Repayment	8,190,586.5	8,845,833.42	9,553,500.09	10,317,780.1
Debt Total Payment	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
State Depreciation	0	0	0	0
State Income Taxes	2,270,686.52	2,346,214.06	2,425,655.37	2,509,304.15
State Tax Savings	-2,270,686.52	-2,346,214.06	-2,425,655.37	-2,509,304.15
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
Federal Depreciation	0	0	0	0
Federal Income Taxes	6,335,215.39	6,545,937.22	6,767,578.48	7,000,958.59
Federal Tax Savings	-6,335,215.39	-6,545,937.22	-6,767,578.48	-7,000,958.59
After Tax Cashflow	15,641,890.43	15,779,358.97	15,905,485.62	16,019,159.34
PreTax Debt Service Coverage Ratio	2.48	2.51	2.53	2.56

YEAR	16	17	18	19
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.595	0.603	0.61	0.617
Energy Value (\$)	47,748,026.59	48,321,002.91	48,900,854.94	49,487,665.2
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	2,866,544.15	2,938,207.75	3,011,662.94	3,086,954.52
Variable O&M	348,447.88	357,159.08	366,088.06	375,240.26
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	2,196,395.09	2,251,304.97	2,307,587.59	2,365,277.28
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	5,411,387.12	5,546,671.8	5,685,338.59	5,827,472.06
Operating Income	42,336,639.47	42,774,331.11	43,215,516.35	43,660,193.14
Financing				
Debt Balance	-65,372,722.53	-54,229,520.02	-42,194,861.31	-29,197,429.91
Debt Interest Payment	5,229,817.8	4,338,361.6	3,375,588.91	2,335,794.39
Debt Repayment	11,143,202.51	12,034,658.71	12,997,431.41	14,037,225.92
Debt Total Payment	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31	16,373,020.31
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
State Depreciation	0	0	0	0
State Income Taxes	2,597,477.52	2,690,517.87	2,788,794.92	2,892,707.91
State Tax Savings	-2,597,477.52	-2,690,517.87	-2,788,794.92	-2,892,707.91
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
Federal Depreciation	0	0	0	0
Federal Income Taxes	7,246,962.27	7,506,544.84	7,780,737.83	8,070,655.08
Federal Tax Savings	-7,246,962.27	-7,506,544.84	-7,780,737.83	-8,070,655.08
After Tax Cashflow	16,119,179.37	16,204,248.09	16,272,963.29	16,323,809.84
PreTax Debt Service Coverage Ratio	2.59	2.61	2.64	2.67

Iker Barriga Cuesta

YEAR	20	21	22	23
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.624	0.632	0.64	0.647
Energy Value (\$)	50,081,517.18	50,682,495.39	51,290,685.34	51,906,173.56
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	3,164,128.38	3,243,231.59	3,324,312.38	3,407,420.19
Variable O&M	384,621.27	394,236.8	404,092.72	414,195.03
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	2,424,409.21	2,485,019.44	2,547,144.93	2,610,823.55
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	5,973,158.86	6,122,487.83	6,275,550.03	6,432,438.78
Operating Income	44,108,358.32	44,560,007.56	45,015,135.31	45,473,734.78
Financing				
Debt Balance	-15,160,203.99	0	0	0
Debt Interest Payment	1,212,816.32	0	0	0
Debt Repayment	15,160,203.99	0	0	0
Debt Total Payment	16,373,020.31	0	0	0
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
State Depreciation	0	0	0	0
State Income Taxes	3,002,687.94	3,119,200.53	3,151,059.47	3,183,161.43
State Tax Savings	-3,002,687.94	-3,119,200.53	-3,151,059.47	-3,183,161.43
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
Federal Depreciation	0	0	0	0
Federal Income Taxes	8,377,499.35	8,702,569.48	8,791,455.93	8,881,020.4
Federal Tax Savings	-8,377,499.35	-8,702,569.48	-8,791,455.93	-8,881,020.4
After Tax Cashflow	16,355,150.72	32,738,237.55	33,072,619.91	33,409,552.94
PreTax Debt Service Coverage Ratio	2.69	0	0	0

YEAR	24	25	26	27
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.655	0.663	0.671	0.679
Energy Value (\$)	52,529,047.64	53,159,396.21	53,797,308.97	54,442,876.68
Operating Expenses				
Fixed O&M Annual	0	0	0	0
Fixed O&M	3,492,605.69	3,579,920.84	3,669,418.86	3,761,154.33
Variable O&M	424,549.91	435,163.66	446,042.75	457,193.82
Fuel O&M	0	0	0	0
Insurance	2,676,094.14	2,742,996.5	2,811,571.41	2,881,860.69
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0	0
Total Operating Expenses	6,593,249.75	6,758,080.99	6,927,033.02	7,100,208.84
Operating Income	45,935,797.9	46,401,315.22	46,870,275.95	47,342,667.84
Financing				
Debt Balance	0	0	0	0
Debt Interest Payment	0	0	0	0
Debt Repayment	0	0	0	0
Debt Total Payment	0	0	0	0
Tax Effect on Equity (State)				
State Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
State Depreciation	0	0	0	0
State Income Taxes	3,215,505.85	3,248,092.07	3,280,919.32	3,313,986.75
State Tax Savings	-3,215,505.85	-3,248,092.07	-3,280,919.32	-3,313,986.75
Tax Effect on Equity (Federal)				
Federal Depreciation Schedule (%)	0	0	0	0
Federal Depreciation	0	0	0	0
Federal Income Taxes	8,971,261.33	9,062,176.86	9,153,764.89	9,246,023.03
Federal Tax Savings	-8,971,261.33	-9,062,176.86	-9,153,764.89	-9,246,023.03
After Tax Cashflow	33,749,030.71	34,091,046.29	34,435,591.74	34,782,658.06
PreTax Debt Service Coverage Ratio	0	0	0	0

Iker Barriga Cuesta

YEAR	28	29	30
Energy (kWh)	80,197,087	80,197,087	80,197,087
Energy Price (\$/kWh)	0.687	0.695	0.704
Energy Value (\$)	55,096,191.2	55,757,345.49	56,426,433.64
Operating Expenses			
Fixed O&M Annual	0	0	0
Fixed O&M	3,855,183.19	3,951,562.77	4,050,351.84
Variable O&M	468,623.66	480,339.26	492,347.74
Fuel O&M	0	0	0
Insurance	2,953,907.21	3,027,754.89	3,103,448.76
Property Assessed Value	303,307,031.91	303,307,031.91	303,307,031.91
Property Taxes	0	0	0
Net Salvage Value	0	0	0
Total Operating Expenses	7,277,714.06	7,459,656.91	7,646,148.34
Operating Income	47,818,477.13	48,297,688.58	48,780,285.3
Financing			
Debt Balance	0	0	0
Debt Interest Payment	0	0	0
Debt Repayment	0	0	0
Debt Total Payment	0	0	0
Tax Effect on Equity (State)			
State Depreciation Schedule (%)	0	0	0
State Depreciation	0	0	0
State Income Taxes	3,347,293.4	3,380,838.2	3,414,619.97
State Tax Savings	-3,347,293.4	-3,380,838.2	-3,414,619.97
Tax Effect on Equity (Federal)			
Federal Depreciation Schedule (%)	0	0	0
Federal Depreciation	0	0	0
Federal Income Taxes	9,338,948.58	9,432,538.58	9,526,789.72
Federal Tax Savings	-9,338,948.58	-9,432,538.58	-9,526,789.72
After Tax Cashflow	35,132,235.15	35,484,311.8	35,838,875.61
PreTax Debt Service Coverage Ratio	0	0	0

A continuación se procederá a la realización del VAN para calificar el proyecto como viable o inviable.

La fórmula para calcular el VAN será la misma que para el anterior ejercicio:

$$VAN = \sum \frac{BENEFICIO NETO ANUAL}{(1+i)^n}$$

Se sabe que la vida útil de la instalación es de 30 años por lo tanto $n = 30$.

Se supondrá de nuevo un tipo de interés $i = 0,03$.

Realizando los cálculos:

$$VAN = -160,752,726.9 + 29,792,084.27 + 38,769,071.42 + 27,836,462.65 + \dots + 15,057,638.63 + 14,765,142.23 = \mathbf{304,211,433.5}$$

$VAN = 304,211,433.5$

Tras analizar todos los factores considerados con la realización del VAN para una amortización a 6 años, se resuelve que tanto la construcción y el funcionamiento de la planta de energía termosolar que han sido objeto de estudio en este apartado, son **VIABLES ECONOMICAMENTE**.

5.2.3. Comparación de los resultados.

Si observamos los resultados de los anteriores ejercicios por separado sin tener en cuenta el otro, llegamos a la conclusión de que la inversión en esta instalación es beneficiosa viendo el resultado del VAN que es muy positivo.

Comparándolos entre ellos se podría decir que es más beneficioso el estudio a una amortización de 20 años ya que el VAN obtenido es bastante superior, del orden de 1,30 más. En cambio, es en este punto donde entra en juego la seguridad de la obra, entendiendo con esto que se cumplan las suposiciones establecidas en un principio.

Por lo tanto si todo fuera según lo previsto, quizás fuera más correcto operar según el ejercicio a 20 años, en cambio en los tiempos que corren sería arriesgarse demasiado en un mercado en el que todo puede variar drásticamente de un día para otro, y por lo tanto resultaría más conservador operar con cautela y aunque en un principio los beneficios fueran menores, estar seguro de que se iban a conseguir unos beneficios.

6. Datos reales de dimensionamiento (SAM).

6.1. Climatología y geografía.

Se emplea una base de datos de Albacete obtenida a través de un enlace facilitado por el mismo software (SAM). Estos datos fueron introducidos en la base de datos del programa para después operar a partir de ellos.

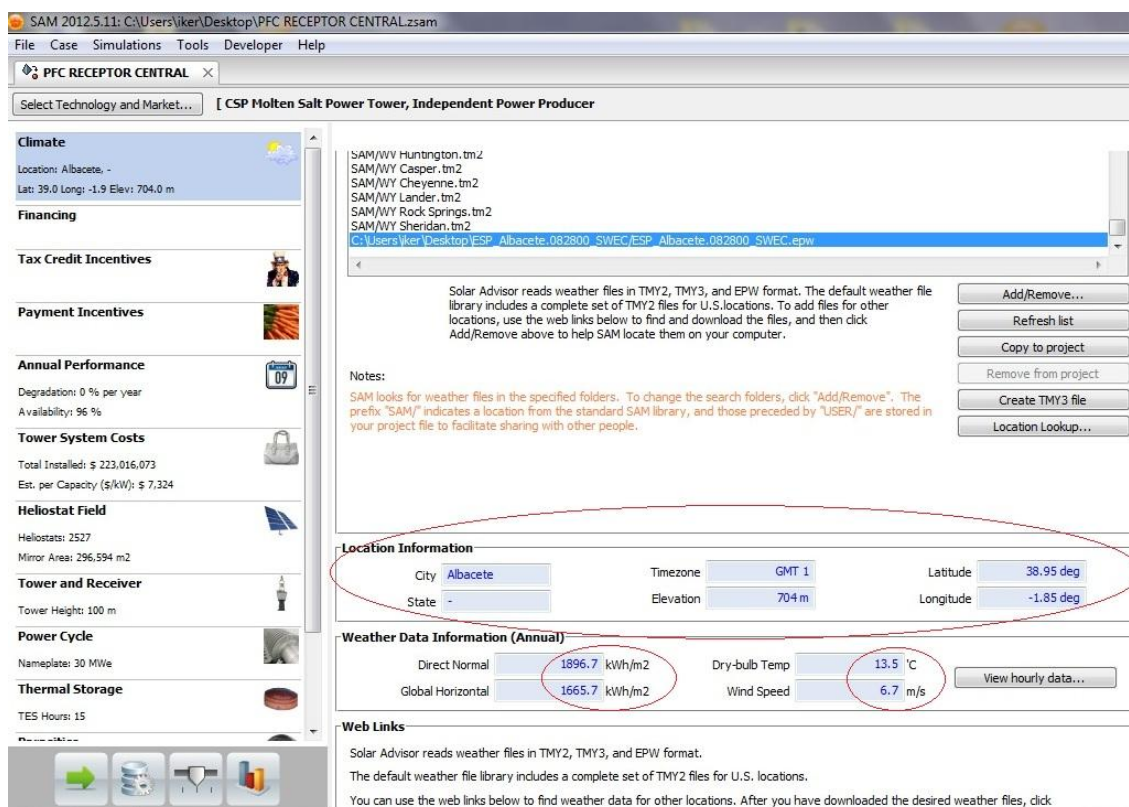
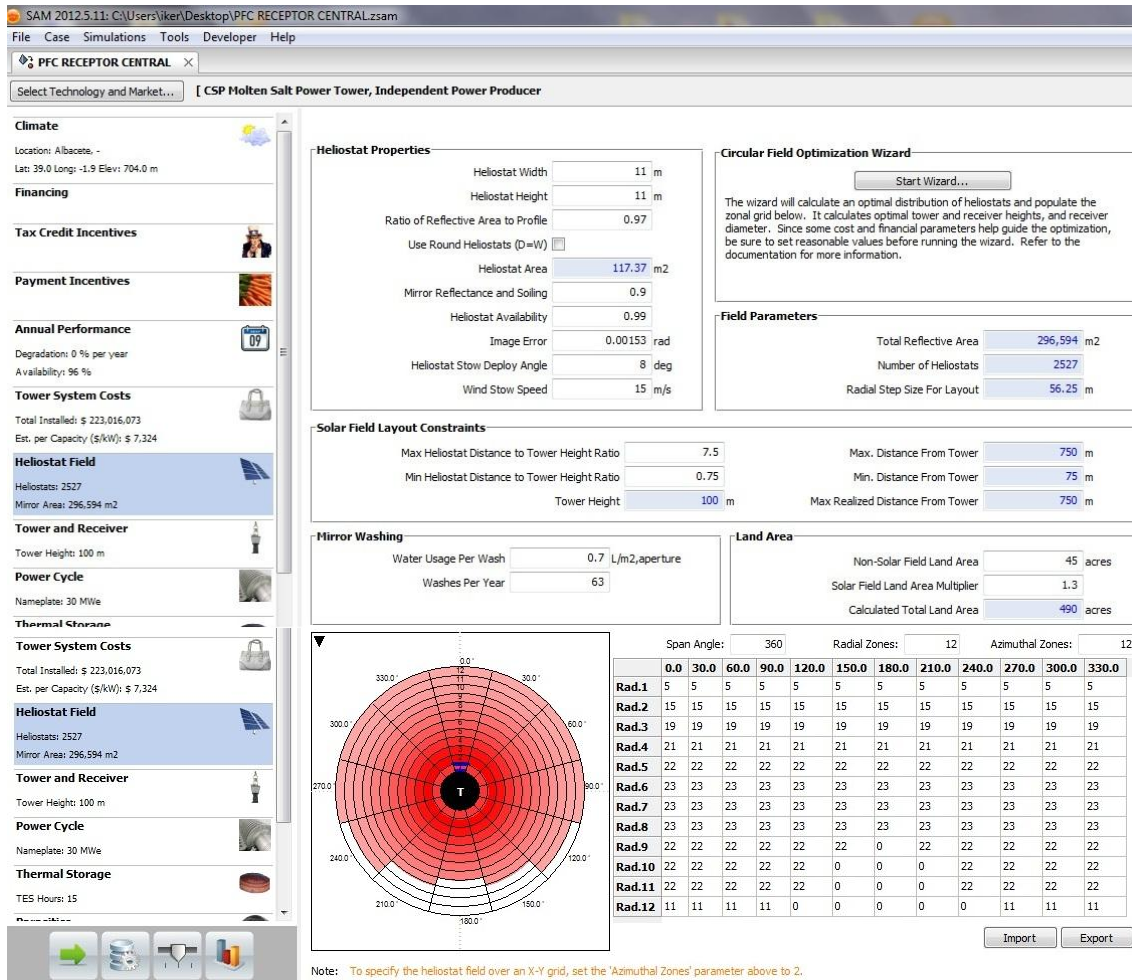


Figura 52. Sam: climatología.

Se observa como el programa presenta la media de la radiación directa normal anual, horizontal, la temperatura de bulbo seca y la velocidad media del viento. Además de datos geográficos como zona horaria, latitud longitud y elevación.

6.2.Heliostatos.

En la colocación de heliostatos el System Advisor Model proporciona todos los datos necesarios para la colocación de estos. Se pueden observar en las dos imágenes captadas mostradas juntas a continuación.



Se pueden observar datos como:

- El porcentaje de reflectividad del área del espejo = 0,97.
- El área del heliostato = $117,37 \text{ m}^2$.
- Error de la imagen solar = $0,00153 \text{ rad}$.
- Área total reflectiva = **296594 m^2** .
- Numero de heliostatos = **2527**.
- Área total = 490 acres = 198.3 ha.
- Superficie total que no constituye campo solar = 45 acres = 18 ha.

Además de estos datos el programa ofrece otro muy interesante como es el de colocación de heliostatos por anillos y zonas de 30 grados. Se puede observar en la figura como el campo solar no llega a ser totalmente redondo ya que hay zonas en las que no se colocarán espejos para conseguir una buena optimización, habiendo espejos en todas las zonas de la parte norte y suprimiéndose de las zonas del sur. Así, tal y como indica la tabla contigua, se aprecia como por cada sector de 30 grados el número de heliostatos podrá variar entre 0 y 23 espejos, siendo mayor el número en los anillos centrales (capas 6-8).

6.3. Torre y receptor.

Los datos de la torre y receptor proporcionados por el SAM son los siguientes.

Figura 54. Sam: torre y receptor.

Seleccionando el tipo de receptor y el fluido a utilizar, que para esta planta energética es un receptor externo y una mezcla de sales de nitrato sodico al 60% y nitrato potasico al 40% el hardware nos proporciona datos como:

- Material del receptor = acero inoxidable AISI 316
- Altura del receptor = **10,67 m.**
- Diametro del receptor = **8 m.**
- Número de paneles del receptor = 20.
- Diametro exterior de los tubos = 40 mm.
- Espesor del tubo = 1,25 mm.
- Temperatura requerida minima para las sales fundidas = 574°C.
- Potencia de diseño del receptor = 156,471 MWt.
- Máximo flujo másico por el receptor = 487,587 kg/s.
- Flujo máximo del receptor = 1000 kWt/m².
- Altura de la torre = **100 m.**

6.4.Ciclo de potencia.

Los valores más significativos aportados por el programa utilizado son los siguientes:

SAM 2012.5.11: C:\Users\iker\Desktop\PFC RECEPTOR CENTRAL.zsam

File Case Simulations Tools Developer Help

PFC RECEPTOR CENTRAL

Select Technology and Market... [CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer]

Climate
Location: Albacete, -
Lat: 39.0 Long: -1.9 Elev: 704.0 m

Financing

Tax Credit Incentives

Payment Incentives

Annual Performance
Degradation: 0 % per year
Availability: 96 %

Tower System Costs
Total Installed: \$ 223,016,073
Est. per Capacity (\$/kW): \$ 7,324

Heliostat Field
Heliostats: 2527
Mirror Area: 296,594 m²

Tower and Receiver
Tower Height: 100 m

Power Cycle
Nameplate: 30 MWe

Thermal Storage
TES Hours: 15

Plant Capacity
Design Turbine Gross Output: 35 MWe
Estimated Gross to Net Conversion Factor: 0.87
Estimated Net Output at Design (Nameplate): 30 MWe
Note: Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

Power Block Design Point
Rated Cycle Conversion Efficiency: 0.425
Design Thermal Power: 82.3529 MWt
Design HTF Inlet Temp.: 574 °C
Design HTF Outlet Temp.: 290 °C
Boiler Operating Pressure: 100 Bar
Fossil Backup Boiler LHV Efficiency: 0.9
Steam cycle blowdown fraction: 0.02

Plant Control
Min. Required Temp. For Startup: 500 °C
Low-resource Standby Period: 2 hours
Fraction of Thermal Power Needed for Standby: 0.2
Power Block Startup Time: 0.5 hours
Fraction of Thermal Power Needed for Startup: 0.5
Min Turbine Operation: 0.25
Max Turbine Over Design Operation: 1.05
Turbine Inlet Pressure Control: Fixed pressure

Cooling System
Condenser Type: Evaporative
Ambient Temp At Design: 20 °C
Ref. Condenser Water dT: 10 °C
Approach Temperature: 5 °C
ITD at Design Point: 16 °C
Condenser Pressure Ratio: 1.0028
Min condenser pressure: 1.25 inHg
Cooling system part load levels: 2
Note: Hybrid dispatch control parameters refer to the dispatch periods defined on the thermal storage page.

Hybrid Dispatch
Period 1: 0
Period 2: 0
Period 3: 0
Period 4: 0
Period 5: 0
Period 6: 0
Period 7: 0
Period 8: 0
Period 9: 0

Figura 55. Sam: ciclo de potencia.

- Potencia de diseño de la turbina = 35 MWe.
- Rendimiento interno de la turbina = 0,87.
- Potencia efectiva de la planta energética = **30 MWe.**
- Rendimiento térmico = 0,425
- Potencia térmica (de diseño) = 82,3529 MWt.
- Temperatura caliente de las sales (de diseño) = 574 °C.
- Temperatura fría de las sales (de diseño) = 290°C.
- Presión de operación en la caldera = 100 bar.
- Temperatura de condensación = 10 °C.
- Temperatura de vapor saturado = 500°C.

En este apartado se puede realizar la comparación con los datos obtenidos en el apartado de desarrollo del ciclo de potencia.

Como se puede observar los datos son bastante parecidos:

Dato:	SAM	Calculados a mano
Potencia de diseño de la turbina	35 MWe	35,14812 MWe
Potencia efectiva	30 MWe	29,66154 MWe
Potencia de pérdidas*	0,84847 MWe	0,91737 MWe
Potencia interna (Ne + Npm)	30,84847 MWe	30,57890 MWe
Rendimiento térmico	0,425	0,452

Con esta comparación se pueden dar por validos los datos obtenidos en el apartado 4.

6.5. Consumo parasitario de energía.

En este apartado se muestran las pérdidas de potencia en la turbina, es decir, la potencia de pérdidas.

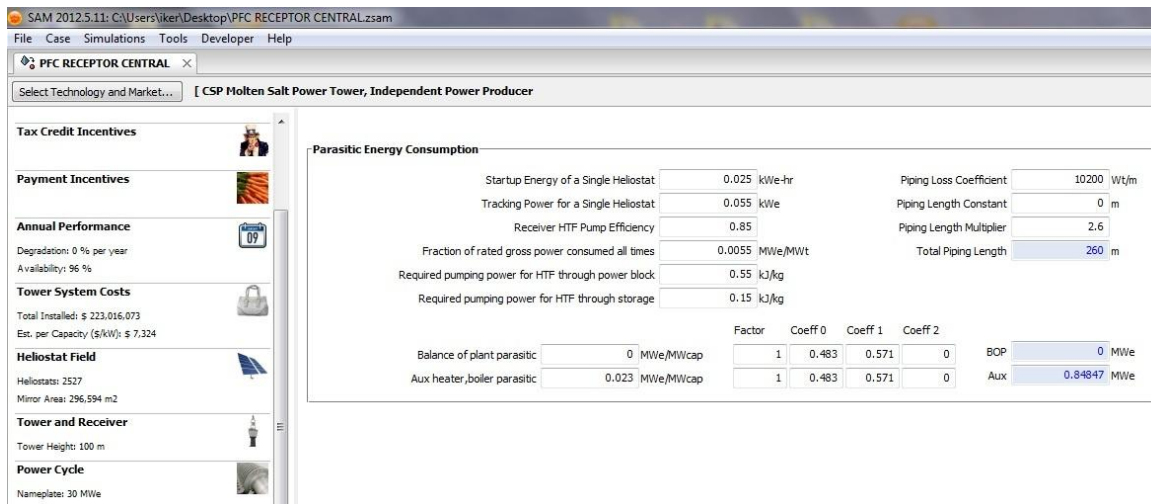


Figura 56. Sam: pérdidas.

- Longitud total de las tuberías del circuito= 260 m.
- Potencia de perdidas = **0,84847 MWe.**

6.6. Almacenamiento.

En cuanto a los datos de almacenamiento de los tanques, se calcularon los siguientes datos habiendo seleccionado un almacenamiento de 15 horas para poder asegurar la producción en horas de baja o nula radiación.

SAM 2012.5.11: C:\Users\iker\Desktop\PFC RECEPTOR CENTRAL\zsm

File Case Simulations Tools Developer Help

PFC RECEPTOR CENTRAL

Select Technology and Market... [CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer

Tax Credit Incentives

Payment Incentives

Annual Performance
Degradation: 0 % per year
Availability: 96 %

Tower System Costs
Total Installed: \$ 223,016.073
Est. per Capacity (\$/kW): \$ 7,324

Heliostat Field
Heliostats: 2527
Minor Area: 296,594 m²

Tower and Receiver
Tower Height: 100 m

Power Cycle
Nameplate: 30 MWe

Thermal Storage
TES Hours: 15

Parasitics

Tax Credit Incentives

Payment Incentives

Annual Performance
Degradation: 0 % per year
Availability: 96 %

Tower System Costs
Total Installed: \$ 223,016.073
Est. per Capacity (\$/kW): \$ 7,324

Heliostat Field
Heliostats: 2527
Minor Area: 296,594 m²

Tower and Receiver
Tower Height: 100 m

Power Cycle
Nameplate: 30 MWe

Thermal Storage
TES Hours: 15

Parasitics

User Variables

Storage System

Storage Type: Two Tank

Full Load Hours of TES: 15 hours

Storage Volume: 5746.99 m³

Tank Diameter: 19.1276 m

Tank Height: 20 m

Tank Fluid Min. Height: 1 m

Parallel Tank Pairs: 1

Min Storage Volume: 287.349 m³

Max Storage Volume: 5459.64 m³

Wetted Loss Coefficient: 0.4 W/m²-K

Dry Loss Coefficient: 0.25 W/m²-K

Fossil Dispatch Mode: Minimum backup level

Initial Hot HTF Temp.: 574 °C

Initial Cold HTF Temp.: 290 °C

Initial Hot HTF Percent: 30 %

Initial Hot Storage Volume: 1724.1 m³

Initial Cold Storage Volume: 4022.89 m³

Cold Tank Heater Temp. Set-Point: 280 °C

Cold Tank Heater Capacity: 30 MWe

Hot Tank Heater Temp. Set-Point: 500 °C

Hot Tank Heater Capacity: 30 MWe

Tank Heater Efficiency: 0.99

Enable storage bypass valve: ☐

Thermocline Parameters

Void fraction: 0.25 0..1

Minimum discharge outlet temp: 500 °C

Maximum charge outlet temp: 400 °C

Filler material: Quartzite

Filler material specific heat: 1.105 kJ/kg°C

Filler material density: 2640 kg/m³

Number of calculation nodes for thermocline: 100

Thermal Storage Dispatch Control

Current dispatch schedule:
SAM/CSP Tower TES Dispatch/Generic Summer Peak

Note:
Schedule libraries do not affect the Storage Dispatch, Turbine Output and Fossil Fill fractions below.

Dispatch schedule library...

	Storage Dispatch w/ solar*	Storage Dispatch w/o solar*	Turb. out. fraction*	Fossil fill fraction*	Payment Allocation Factor
Period 1:	0	0	1.05	0	2.064
Period 2:	0	0	1	0	1.2
Period 3:	0	0	1	0	1
Period 4:	0	0	1	0	1.1
Period 5:	0	0	1	0	0.8
Period 6:	0	0	1	0	0.7
Period 7:	0	0	1	0	1
Period 8:	0	0	1	0	1
Period 9:	0	0	1	0	1

Notes:

- Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.
- Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.
- Payment Allocation Factors apply to Utility Dispatch and Utility Bid Price financing only.

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Feb	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mar	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Apr	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
May	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Oct	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nov	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Dec	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Feb	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mar	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Apr	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
May	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Oct	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nov	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Dec	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Figura 57. Sam: almacenamiento.

Como se observa en la imagen algunos de los datos obtenidos fueron los siguientes:

- Horas de almacenamiento = **15 horas.**
- Volumen total de almacenamiento = **5746,99 m³.**
- Diámetro de cada tanque = 19,1276 m.
- Altura del tanque = 20 m.
- Altura mínima del fluido = 1 m.
- Mínimo volumen de almacenamiento (en un tanque) = 287,349 m³.
- Máximo volumen de almacenamiento (en un tanque) = 5459,64 m³.
- Temperatura inicial de las sales calientes = 574°C.
- Temperatura inicial de las sales frías = 290°C.
- Almacenamiento inicial del tanque de sales calientes = 1724,1 m³.
- Almacenamiento inicial del tanque de sales frías = 4022,89 m³.

Además de estos datos y algún otro que se puede observar, el SAM realiza una programación, de las horas del día, por meses y distinguiendo entre días laborales y fin de semana, de almacenamiento de calor.

Se ofrece una tabla con números del 1 al 6 siendo mayor el almacenamiento cuanto más pequeño sea el número. Por lo tanto se observa como el mayor almacenamiento se logrará entre semana en los meses de verano (junio, julio y agosto) entre las 12:00 y las 18:00.

6.7. Costes.

En cuanto a los costes se ofrece un resumen de los costes más importantes de la planta de energía.

SAM 2012.5.11: C:\Users\iker\Desktop\PFC RECEPTOR CENTRAL.zsam

File Case Simulations Tools Developer Help

PFC RECEPTOR CENTRAL

Select Technology and Market... [CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer

Climate

Location: Albacete, -

Lat: 39.0 Long: -1.9 Elev: 704.0 m

Financing

Tax Credit Incentives

Payment Incentives

Annual Performance

Degradation: 0 % per year

Availability: 96 %

Tower System Costs

Total Installed: \$ 303,307,032

Est. per Capacity (\$/kW): \$ 9,961

Heliostat Field

Heliostats: 2527

Mirror Area: 296,594 m²

Tower and Receiver

Annual Performance

Degradation: 0 % per year

Availability: 96 %

Tower System Costs

Total Installed: \$ 303,307,032

Est. per Capacity (\$/kW): \$ 9,961

Heliostat Field

Heliostats: 2527

Mirror Area: 296,594 m²

Tower and Receiver

Tower Height: 100 m

Power Cycle

Nameplate: 30 MWe

Thermal Storage

TES Hours: 15

Parasitics

User Variables

Direct Capital Costs

Site Improvements	296594.0 m ²	20 \$/m ²	\$ 5,931,879.80
Heliostat Field	296594.0 m ²	400 \$/m ²	\$ 118,637,596.00
Balance of Plant	35 MWe, Gross	350 \$/kWe	\$ 12,250,000.00
Power Block	35 MWe, Gross	850 \$/kWe	\$ 29,750,000.00
Fossil Backup	35 MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Storage	1235.29 MWh	27 \$/kWh	\$ 33,352,941.18
Fixed Solar Field Cost			\$ 0.00
Fixed Tower Cost	\$ 1,927,000.00		
Tower Cost Scaling Exponent	0.0113		
Total Tower Cost			\$ 5,976,462.81
Receiver Reference Cost	\$ 126,200,000.00	Area 268.166 m ²	
Receiver Reference Area	1571 m ²		
Receiver Cost Scaling Exponent	0.7		
Total Receiver Cost			\$ 36,611,625.86
Contingency	7 %		\$ 16,975,735.40
Total Direct Cost			\$ 259,486,241.04

Indirect Capital Costs

Total Land Area	490 acres	Nameplate	30 MWe
Cost per acre	% of Direct Cost	Cost per Wac	Fixed Cost
EPC and Owner Cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00
Total Land Cost	\$ 10,000.00	0 %	\$ 0.00
Sales Tax of	5 %	applies to	80 % of Direct Cost
Total Indirect Cost			\$ 43,820,790.87

Total Installed Costs

Note: Total Installed Cost excludes financing costs (if any, see Financing Page)

Total Installed Cost	\$ 303,307,031.91
Estimated Total Installed Cost per Net Capacity (\$/kW)	\$ 9,960.82

Operation and Maintenance Costs

	First Year Cost	Escalation Rate (above inflation)
Fixed Annual Cost	Value 0.00 \$/yr	0 %
Fixed Cost by Capacity	Value 65.00 \$/kW-yr	0 %
Variable Cost by Generation	Value 3.00 \$/MWh	0 %
Fossil Fuel Cost	Value 0.00 \$/MMBTU	0 %

Note

Escalation rates do not apply to O&M annual schedules, only first year values.

Figura 58. Sam: costes.

Iker Barriga Cuesta

- Acondicionamiento campo de heliostatos = 5931879,8 \$.
- Campo de heliostatos = 118637596\$.
- Balance de la planta = 12250000 \$.
- Bloque de potencia = 29750000 \$.
- Almacenamiento de sales fundidas = 33352941,18 \$.
- Torre = 5976462,81 \$.
- Receptor solar = 36611625,86 \$.
- Contingencia = 16975735,4 \$.
- Costes del propietario (Ingeniería, consecución y construcción) = 28543486,51 \$.
- Terreno = 4897854,72 \$.
- Tasas sobre el coste directo = 10379449,64 \$.
- Coste total instalado = **303307031,9 \$.**
- Coste total = **336670805,4 \$**
- Coste por kW instalado = **9960,82\$.**

ANEXO I. Catálogo Flow Serve.



La bomba de turbina vertical de sales fundidas de Flowserve es la bomba vertical líder de la industria para la circulación de sal fundida.



El estudio térmico mitiga la distorsión



Temperatura (para caso positivo) (°F)
Deformado

Bombas de sales fundidas

Al ser una mezcla de nitrato de sodio (NaNO_3) y nitrato de potasio (KNO_3), la sal fundida posee una alta conductividad térmica que permite que las temperaturas alcancen los 600°C (1100°F). Como proveedor principal de bombas de sales fundidas durante más de 60 años, Flowserve entiende los efectos perjudiciales de la distorsión por calor en una bomba vertical. Por eso, los ingenieros de Flowserve utilizan un software avanzado de estudio térmico para garantizar que la disipación de calor sea adecuada y que la distorsión sea mitigada.

Bombas de turbina vertical para servicios principales de sales fundidas

Diseños de difusor simple o multietápicos

Parámetros de funcionamiento

- Caudal hasta $13\,600\text{ m}^3/\text{h}$ ($60\,000\text{ gpm}$)
- Altura diferencial o de elevación hasta 530 m (1740 pies)
- Presiones hasta 100 bares (1450 psi)
- Temperaturas hasta 600°C (1100°F)
- Longitudes hasta 20 m (65 pies)

Características y beneficios principales de la bomba de turbina vertical de sales fundidas

- Baja sumergencia permite maximizar la producción de energía.
- Bajo NPSH requerido para optimizar las condiciones de aspiración.
- El excelente diseño de disipación del calor evita la distorsión a altas temperaturas.
- Sistemas de sellado avanzados para prevenir fugas y reducir la conducción de calor.
- Materiales seleccionados para asegurar expansiones térmicas equilibradas y prevenir distorsiones.

Bombas con eje de transmisión vertical y bombas en voladizo para servicios auxiliares de sales fundidas

Parámetros de funcionamiento

- Caudal hasta $1400\text{ m}^3/\text{h}$ (6160 gpm)
- Altura diferencial o de elevación hasta 250 m (820 pies)
- Presiones hasta 25 bares (365 psi)
- Temperaturas hasta 600°C (1100°F)



CPXV

VTP

flowserve.com



Bombas de fluido de transferencia de calor

Independientemente del HTF (fluido de transferencia de calor) utilizado, las bombas Flowserve realmente pueden recoger el calor.

Bombas API, partidas radialmente, de doble aspiración para circulación principal de HTF
ISO 13709/API 610 (BB2); diseñada para un funcionamiento fiable y eficiente a temperaturas y presiones elevadas

Parámetros de funcionamiento

- Caudal hasta 4100 m³/h (18 000 gpm)
- Altura diferencial hasta 450 m (1450 pies)
- Presiones hasta 100 bares (1500 psi)
- Temperaturas hasta 450°C (842°F)

Bombas de proceso API para servicios auxiliares

Bombas con apoyo axial, monoetápicas, impulsor en voladizo disponibles para servicios auxiliares de HTF tales como bombas secundarias de recirculación, sobreflujo, compensación y almacenaje

Parámetros de funcionamiento

- Caudal hasta 2000 m³/h (8800 gpm)
- Altura diferencial hasta 350 m (1100 pies)
- Presiones hasta 80 bares (1160 psi)
- Temperaturas hasta 450°C (842°F)

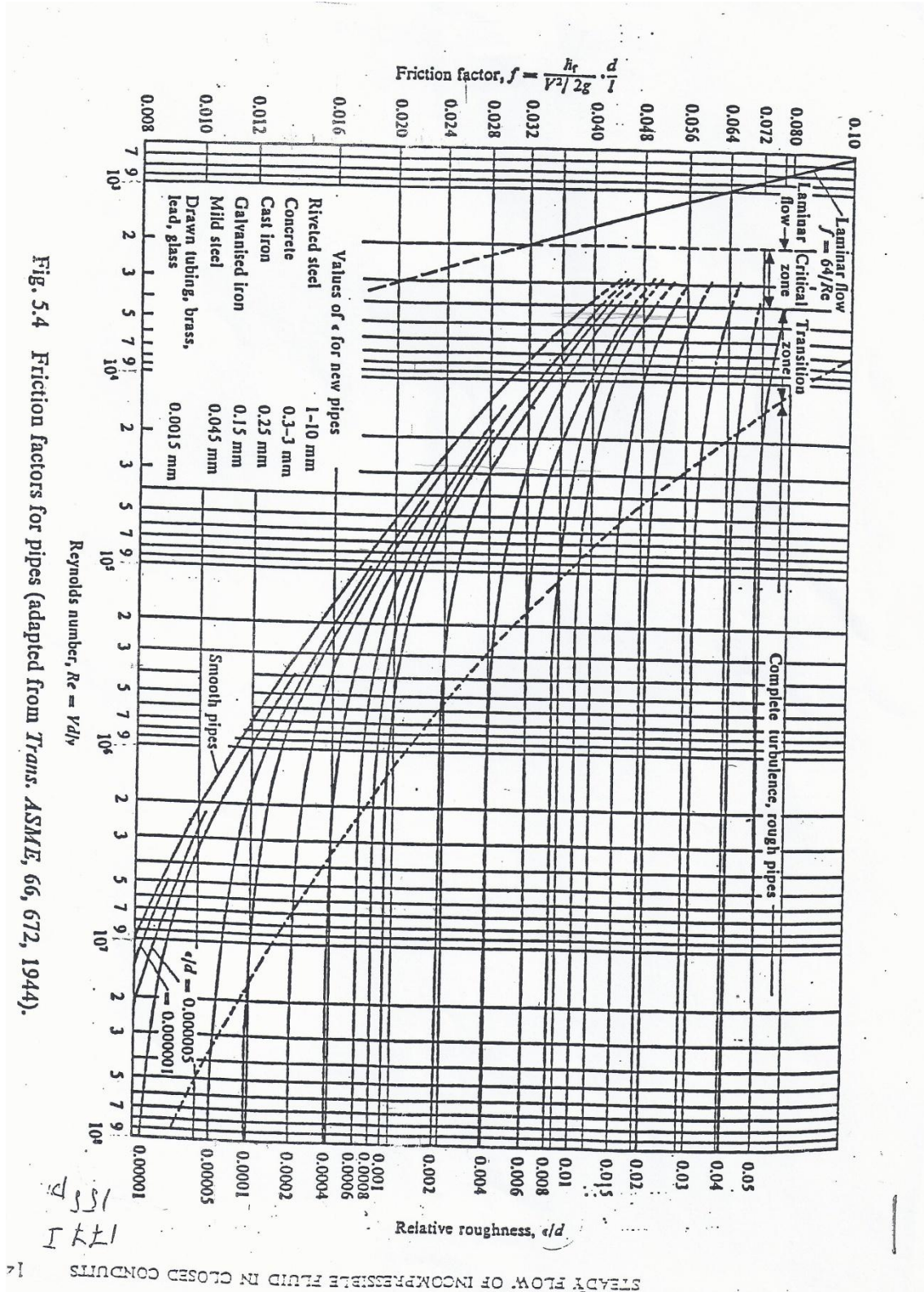
Características y beneficios principales de la bomba HDX

- Apoyo axial de la bomba asegurando el alineamiento continuo y minimizando las tensiones en las tuberías a altas temperaturas.
- El diseño entre cojinetes ofrece una estabilidad extraordinaria del eje alargando la vida útil de cojinetes y sellos mecánicos.
- El impulsor de doble aspiración para compensar bajos NPSH disponibles.
- El sello mecánico ingeniería costumbre evita las pérdidas y la corrosión del eje.



2

ANEXO II. Diagrama de Moody.



ANEXO III. Tablas para el agua saturada (temperatura y presión)

ABLA A-2 Propiedades del agua saturada (líquido-vapor): Tabla de temperaturas .

emp. °C	Presión bar	Volumen específico m ³ /kg		Energía interna kJ/kg		Entalpía kJ/kg			Entropía kJ/kg · K		Temp. °C
		Líquido sat. $v_f \times 10^3$	Vapor sat. v_g	Líquido sat. u_f	Vapor sat. u_g	Líquido sat. h_f	Vapori- zación h_{fg}	Vapor sat. h_g	Líquido sat. s_f	Vapor sat. s_g	
.01	0.00611	1.0002	206.136	0.00	2375.3	0.01	2501.3	2501.4	0.0000	9.1562	.01
4	0.00813	1.0001	157.232	16.77	2380.9	16.78	2491.9	2508.7	0.0610	9.0514	4
5	0.00872	1.0001	147.120	20.97	2382.3	20.98	2489.6	2510.6	0.0761	9.0257	5
6	0.00935	1.0001	137.734	25.19	2383.6	25.20	2487.2	2512.4	0.0912	9.0003	6
8	0.01072	1.0002	120.917	33.59	2386.4	33.60	2482.5	2516.1	0.1212	8.9501	8
10	0.01228	1.0004	106.379	42.00	2389.2	42.01	2477.7	2519.8	0.1510	8.9008	10
11	0.01312	1.0004	99.857	46.20	2390.5	46.20	2475.4	2521.6	0.1658	8.8765	11
12	0.01402	1.0005	93.784	50.41	2391.9	50.41	2473.0	2523.4	0.1806	8.8524	12
13	0.01497	1.0007	88.124	54.60	2393.3	54.60	2470.7	2525.3	0.1953	8.8285	13
14	0.01598	1.0008	82.848	58.79	2394.7	58.80	2468.3	2527.1	0.2099	8.8048	14
15	0.01705	1.0009	77.926	62.99	2396.1	62.99	2465.9	2528.9	0.2245	8.7814	15
16	0.01818	1.0011	73.333	67.18	2397.4	67.19	2463.6	2530.8	0.2390	8.7582	16
17	0.01938	1.0012	69.044	71.38	2398.8	71.38	2461.2	2532.6	0.2535	8.7351	17
18	0.02064	1.0014	65.038	75.57	2400.2	75.58	2458.8	2534.4	0.2679	8.7123	18
19	0.02198	1.0016	61.293	79.76	2401.6	79.77	2456.5	2536.2	0.2823	8.6897	19
20	0.02339	1.0018	57.791	83.95	2402.9	83.96	2454.1	2538.1	0.2966	8.6672	20
21	0.02487	1.0020	54.514	88.14	2404.3	88.14	2451.8	2539.9	0.3109	8.6450	21
22	0.02645	1.0022	51.447	92.32	2405.7	92.33	2449.4	2541.7	0.3251	8.6229	22
23	0.02810	1.0024	48.574	96.51	2407.0	96.52	2447.0	2543.5	0.3393	8.6011	23
24	0.02985	1.0027	45.883	100.70	2408.4	100.70	2444.7	2545.4	0.3534	8.5794	24
25	0.03169	1.0029	43.360	104.88	2409.8	104.89	2442.3	2547.2	0.3674	8.5580	25
26	0.03363	1.0032	40.994	109.06	2411.1	109.07	2439.9	2549.0	0.3814	8.5367	26
27	0.03567	1.0035	38.774	113.25	2412.5	113.25	2437.6	2550.8	0.3954	8.5156	27
28	0.03782	1.0037	36.690	117.42	2413.9	117.43	2435.2	2552.6	0.4093	8.4946	28
29	0.04008	1.0040	34.733	121.60	2415.2	121.61	2432.8	2554.5	0.4231	8.4739	29
30	0.04246	1.0043	32.894	125.78	2416.6	125.79	2430.5	2556.3	0.4369	8.4533	30
31	0.04496	1.0046	31.165	129.96	2418.0	129.97	2428.1	2558.1	0.4507	8.4329	31
32	0.04759	1.0050	29.540	134.14	2419.3	134.15	2425.7	2559.9	0.4644	8.4127	32
33	0.05034	1.0053	28.011	138.32	2420.7	138.33	2423.4	2561.7	0.4781	8.3927	33
34	0.05324	1.0056	26.571	142.50	2422.0	142.50	2421.0	2563.5	0.4917	8.3728	34
35	0.05628	1.0060	25.216	146.67	2423.4	146.68	2418.6	2565.3	0.5053	8.3531	35
36	0.05947	1.0063	23.940	150.85	2424.7	150.86	2416.2	2567.1	0.5188	8.3336	36
38	0.06632	1.0071	21.602	159.20	2427.4	159.21	2411.5	2570.7	0.5458	8.2950	38
40	0.07384	1.0078	19.523	167.56	2430.1	167.57	2406.7	2574.3	0.5725	8.2570	40
45	0.09593	1.0099	15.258	188.44	2436.8	188.45	2394.8	2583.2	0.6387	8.1648	45

TABLA A-2 (Continuación)

Temp. °C	Presión bar	Volumen específico m ³ /kg		Energía interna kJ/kg		Entalpía kJ/kg			Entropía kJ/kg · K		Temp. °C
		Líquido sat. $v_f \times 10^3$	Vapor sat. v_g	Líquido sat. u_f	Vapor sat. u_g	Líquido sat. h_f	Vapori- zación h_{fg}	Vapor sat. h_g	Líquido sat. s_f	Vapor sat. s_g	
50	.1235	1.0121	12.032	209.32	2443.5	209.33	2382.7	2592.1	.7038	8.0763	50
55	.1576	1.0146	9.568	230.21	2450.1	230.23	2370.7	2600.9	.7679	7.9913	55
60	.1994	1.0172	7.671	251.11	2456.6	251.13	2358.5	2609.6	.8312	7.9096	60
65	.2503	1.0199	6.197	272.02	2463.1	272.06	2346.2	2618.3	.8935	7.8310	65
70	.3119	1.0228	5.042	292.95	2469.6	292.98	2333.8	2626.8	.9549	7.7553	70
75	.3858	1.0259	4.131	313.90	2475.9	313.93	2321.4	2635.3	1.0155	7.6824	75
80	.4739	1.0291	3.407	334.86	2482.2	334.91	2308.8	2643.7	1.0753	7.6122	80
85	.5783	1.0325	2.828	355.84	2488.4	355.90	2296.0	2651.9	1.1343	7.5445	85
90	.7014	1.0360	2.361	376.85	2494.5	376.92	2283.2	2660.1	1.1925	7.4791	90
95	.8455	1.0397	1.982	397.88	2500.6	397.96	2270.2	2668.1	1.2500	7.4159	95
100	1.014	1.0435	1.673	418.94	2506.5	419.04	2257.0	2676.1	1.3069	7.3549	100
110	1.433	1.0516	1.210	461.14	2518.1	461.30	2230.2	2691.5	1.4185	7.2387	110
120	1.985	1.0603	0.8919	503.50	2529.3	503.71	2202.6	2706.3	1.5276	7.1296	120
130	2.701	1.0697	0.6685	546.02	2539.9	546.31	2174.2	2720.5	1.6344	7.0269	130
140	3.613	1.0797	0.5089	588.74	2550.0	589.13	2144.7	2733.9	1.7391	6.9299	140
150	4.758	1.0905	0.3928	631.68	2559.5	632.20	2114.3	2746.5	1.8418	6.8379	150
160	6.178	1.1020	0.3071	674.86	2568.4	675.55	2082.6	2758.1	1.9427	6.7502	160
170	7.917	1.1143	0.2428	718.33	2576.5	719.21	2049.5	2768.7	2.0419	6.6663	170
180	10.02	1.1274	0.1941	762.09	2583.7	763.22	2015.0	2778.2	2.1396	6.5857	180
190	12.54	1.1414	0.1565	806.19	2590.0	807.62	1978.8	2786.4	2.2359	6.5079	190
200	15.54	1.1565	0.1274	850.65	2595.3	852.45	1940.7	2793.2	2.3309	6.4323	200
210	19.06	1.1726	0.1044	895.53	2599.5	897.76	1900.7	2798.5	2.4248	6.3585	210
220	23.18	1.1900	0.08619	940.87	2602.4	943.62	1858.5	2802.1	2.5178	6.2861	220
230	27.95	1.2088	0.07158	986.74	2603.9	990.12	1813.8	2804.0	2.6099	6.2146	230
240	33.44	1.2291	0.05976	1033.2	2604.0	1037.3	1766.5	2803.8	2.7015	6.1437	240
250	39.73	1.2512	0.05013	1080.4	2602.4	1085.4	1716.2	2801.5	2.7927	6.0730	250
260	46.88	1.2755	0.04221	1128.4	2599.0	1134.4	1662.5	2796.6	2.8838	6.0019	260
270	54.99	1.3023	0.03564	1177.4	2593.7	1184.5	1605.2	2789.7	2.9751	5.9301	270
280	64.12	1.3321	0.03017	1227.5	2586.1	1236.0	1543.6	2779.6	3.0668	5.8571	280
290	74.36	1.3656	0.02557	1278.9	2576.0	1289.1	1477.1	2766.2	3.1594	5.7821	290
300	85.81	1.4036	0.02167	1332.0	2563.0	1344.0	1404.9	2749.0	3.2534	5.7045	300
320	112.7	1.4988	0.01549	1444.6	2525.5	1461.5	1238.6	2700.1	3.4480	5.5362	320
340	145.9	1.6379	0.01080	1570.3	2464.6	1594.2	1027.9	2622.0	3.6594	5.3357	340
360	186.5	1.8925	0.006945	1725.2	2351.5	1760.5	720.5	2481.0	3.9147	5.0526	360
374.14	220.9	3.155	0.003155	2029.6	2029.6	2099.3	0	2099.3	4.4298	4.4298	374.14

Fuente: Las tablas A-2 a A-5 se han adaptado de K. Wark, *Thermodynamics, 4th ed.*, McGraw-Hill, New York, 1983, extraído de J.F. Keenan, F.G. Keyes, P.G. Hill y J.G. Moore, *Steam Tables*, Wiley, New York, 1969

TABLA A-3 Propiedades del agua saturada (líquido-vapor): Tabla de presiones.

Presión bar	Temp. °C	Volumen específico m³/kg		Energía interna kJ/kg		Entalpía kJ/kg			Entropía kJ/kg · K		Presión bar
		Líquido sat. $v_f \times 10^3$	Vapor sat. v_g	Líquido sat. u_f	Vapor sat. u_g	Líquido sat. h_f	Vapori- zación h_{fg}	Vapor sat. h_g	Líquido sat. s_f	Vapor sat. s_g	
0.04	28.96	1.0040	34.800	121.45	2415.2	121.46	2432.9	2554.4	0.4226	8.4746	0.04
0.06	36.16	1.0064	23.739	151.53	2425.0	151.53	2415.9	2567.4	0.5210	8.3304	0.06
0.08	41.51	1.0084	18.103	173.87	2432.2	173.88	2403.1	2577.0	0.5926	8.2287	0.08
0.10	45.81	1.0102	14.674	191.82	2437.9	191.83	2392.8	2584.7	0.6493	8.1502	0.10
0.20	60.06	1.0172	7.649	251.38	2456.7	251.40	2358.3	2609.7	0.8320	7.9085	0.20
0.30	69.10	1.0223	5.229	289.20	2468.4	289.23	2336.1	2625.3	0.9439	7.7686	0.30
0.40	75.87	1.0265	3.993	317.53	2477.0	317.58	2319.2	2636.8	1.0259	7.6700	0.40
0.50	81.33	1.0300	3.240	340.44	2483.9	340.49	2305.4	2645.9	1.0910	7.5939	0.50
0.60	85.94	1.0331	2.732	359.79	2489.6	359.86	2293.6	2653.5	1.1453	7.5320	0.60
0.70	89.95	1.0360	2.365	376.63	2494.5	376.70	2283.3	2660.0	1.1919	7.4797	0.70
0.80	93.50	1.0380	2.087	391.58	2498.8	391.66	2274.1	2665.8	1.2329	7.4346	0.80
0.90	96.71	1.0410	1.869	405.06	2502.6	405.15	2265.7	2670.9	1.2695	7.3949	0.90
1.00	99.63	1.0432	1.694	417.36	2506.1	417.46	2258.0	2675.5	1.3026	7.3594	1.00
1.50	111.4	1.0528	1.159	466.94	2519.7	467.11	2226.5	2693.6	1.4336	7.2233	1.50
2.00	120.2	1.0605	0.8857	504.49	2529.5	504.70	2201.9	2706.7	1.5301	7.1271	2.00
2.50	127.4	1.0672	0.7187	535.10	2537.2	535.37	2181.5	2716.9	1.6072	7.0527	2.50
3.00	133.6	1.0732	0.6058	561.15	2543.6	561.47	2163.8	2725.3	1.6718	6.9919	3.00
3.50	138.9	1.0786	0.5243	583.95	2546.9	584.33	2148.1	2732.4	1.7275	6.9405	3.50
4.00	143.6	1.0836	0.4625	604.31	2553.6	604.74	2133.8	2738.6	1.7766	6.8959	4.00
4.50	147.9	1.0882	0.4140	622.25	2557.6	623.25	2120.7	2743.9	1.8207	6.8565	4.50
5.00	151.9	1.0926	0.3749	639.68	2561.2	640.23	2108.5	2748.7	1.8607	6.8212	5.00
6.00	158.9	1.1006	0.3157	669.90	2567.4	670.56	2086.3	2756.8	1.9312	6.7600	6.00
7.00	165.0	1.1080	0.2729	696.44	2572.5	697.22	2066.3	2763.5	1.9922	6.7080	7.00
8.00	170.4	1.1148	0.2404	720.22	2576.8	721.11	2048.0	2769.1	2.0462	6.6628	8.00
9.00	175.4	1.1212	0.2150	741.83	2580.5	742.83	2031.1	2773.9	2.0946	6.6226	9.00
10.0	179.9	1.1273	0.1944	761.68	2583.6	762.81	2015.3	2778.1	2.1387	6.5863	10.0
15.0	198.3	1.1539	0.1318	843.16	2594.5	844.84	1947.3	2792.2	2.3150	6.4448	15.0
20.0	212.4	1.1767	0.09963	906.44	2600.3	908.79	1890.7	2799.5	2.4474	6.3409	20.0
25.0	224.0	1.1973	0.07998	959.11	2603.1	962.11	1841.0	2803.1	2.5547	6.2575	25.0
30.0	233.9	1.2165	0.06668	1004.8	2604.1	1008.4	1795.7	2804.2	2.6457	6.1869	30.0
35.0	242.6	1.2347	0.05707	1045.4	2603.7	1049.8	1753.7	2803.4	2.7253	6.1253	35.0
40.0	250.4	1.2522	0.04978	1082.3	2602.3	1087.3	1714.1	2801.4	2.7964	6.0701	40.0
45.0	257.5	1.2692	0.04406	1116.2	2600.1	1121.9	1676.4	2798.3	2.8610	6.0199	45.0
50.0	264.0	1.2859	0.03944	1147.8	2597.1	1154.2	1640.1	2794.3	2.9202	5.9734	50.0
60.0	275.6	1.3187	0.03244	1205.4	2589.7	1213.4	1571.0	2784.3	3.0267	5.8892	60.0
70.0	285.9	1.3513	0.02737	1257.6	2580.5	1267.0	1505.1	2772.1	3.1211	5.8133	70.0
80.0	295.1	1.3842	0.02352	1305.6	2569.8	1316.6	1441.3	2758.0	3.2068	5.7432	80.0
90.0	303.4	1.4178	0.02048	1350.5	2557.8	1363.3	1378.9	2742.1	3.2858	5.6772	90.0
100.	311.1	1.4524	0.01803	1393.0	2544.4	1407.6	1317.1	2724.7	3.3596	5.6141	100.
110.	318.2	1.4886	0.01599	1433.7	2529.8	1450.1	1255.5	2705.6	3.4295	5.5527	110.

TABLA A-3 (Continuación)

Presión bar	Temp. °C	Volumen específico m ³ /kg		Energía interna kJ/kg		Entalpía kJ/kg			Entropía kJ/kg · K		Presión bar
		Líquido sat. $\nu_f \times 10^3$	Vapor sat. ν_g	Líquido sat. u_f	Vapor sat. u_g	Líquido sat. h_f	Vapori- zación h_{fg}	Vapor sat. h_g	Líquido sat. s_f	Vapor sat. s_g	
120.	324.8	1.5267	0.01426	1473.0	2513.7	1491.3	1193.6	2684.9	3.4962	5.4924	120.
130.	330.9	1.5671	0.01278	1511.1	2496.1	1531.5	1130.7	2662.2	3.5606	5.4323	130.
140.	336.8	1.6107	0.01149	1548.6	2476.8	1571.1	1066.5	2637.6	3.6232	5.3717	140.
150.	342.2	1.6581	0.01034	1585.6	2455.5	1610.5	1000.0	2610.5	3.6848	5.3098	150.
160.	347.4	1.7107	0.009306	1622.7	2431.7	1650.1	930.6	2580.6	3.7461	5.2455	160.
170.	352.4	1.7702	0.008364	1660.2	2405.0	1690.3	856.9	2547.2	3.8079	5.1777	170.
180.	357.1	1.8397	0.007489	1698.9	2374.3	1732.0	777.1	2509.1	3.8715	5.1044	180.
190.	361.5	1.9243	0.006657	1739.9	2338.1	1776.5	688.0	2464.5	3.9388	5.0228	190.
200.	365.8	2.036	0.005834	1785.6	2293.0	1826.3	583.4	2409.7	4.0139	4.9269	200.
220.9	374.1	3.155	0.003155	2029.6	2029.6	2099.3	0	2099.3	4.4298	4.4298	220.9

ANEXO IV. Tablas vapor sobrecalentado.

TABLA A-4 (Continuación)

T °C	v m ³ /kg	u kJ/kg	h kJ/kg	s kJ/kg · K	v m ³ /kg	u kJ/kg	h kJ/kg	s kJ/kg · K
$p = 40 \text{ bar} = 4.0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 250.4^\circ\text{C}$)					$p = 60 \text{ bar} = 6.0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 275.64^\circ\text{C}$)			
Sat.	0.04978	2602.3	2801.4	6.0701	0.03244	2589.7	2784.3	5.8892
280	0.05546	2680.0	2901.8	6.2568	0.03317	2605.2	2804.2	5.9252
320	0.06199	2767.4	3015.4	6.4553	0.03876	2720.0	2952.6	6.1846
360	0.06788	2845.7	3117.2	6.6215	0.04331	2811.2	3071.1	6.3782
400	0.07341	2919.9	3213.6	6.7690	0.04739	2892.9	3177.2	6.5408
440	0.07872	2992.2	3307.1	6.9041	0.05122	2970.0	3277.3	6.6853
500	0.08643	3099.5	3445.3	7.0901	0.05665	3082.2	3422.2	6.8803
540	0.09145	3171.1	3536.9	7.2056	0.06015	3156.1	3517.0	6.9999
600	0.09885	3279.1	3674.4	7.3688	0.06525	3266.9	3658.4	7.1677
640	0.1037	3351.8	3766.6	7.4720	0.06859	3341.0	3752.6	7.2731
700	0.1110	3462.1	3905.9	7.6198	0.07352	3453.1	3894.1	7.4234
740	0.1157	3536.6	3999.6	7.7141	0.07677	3528.3	3989.2	7.5190
$p = 80 \text{ bar} = 8.0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 295.06^\circ\text{C}$)					$p = 100 \text{ bar} = 10.0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 311.06^\circ\text{C}$)			
Sat.	0.02352	2569.8	2758.0	5.7432	0.01803	2544.4	2724.7	5.6141
320	0.02682	2662.7	2877.2	5.9489	0.01925	2588.8	2781.3	5.7103
360	0.03089	2772.7	3019.8	6.1819	0.02331	2729.1	2962.1	6.0060
400	0.03432	2863.8	3138.3	6.3634	0.02641	2832.4	3096.5	6.2120
440	0.03742	2946.7	3246.1	6.5190	0.02911	2922.1	3213.2	6.3805
480	0.04034	3025.7	3348.4	6.6586	0.03160	3005.4	3321.4	6.5282
520	0.04313	3102.7	3447.7	6.7871	0.03394	3085.6	3425.1	6.6622
560	0.04582	3178.7	3545.3	6.9072	0.03619	3164.1	3526.0	6.7864
600	0.04845	3254.4	3642.0	7.0206	0.03837	3241.7	3625.3	6.9029
640	0.05102	3330.1	3738.3	7.1283	0.04048	3318.9	3723.7	7.0131
700	0.05481	3443.9	3882.4	7.2812	0.04358	3434.7	3870.5	7.1687
740	0.05729	3520.4	3978.7	7.3782	0.04560	3512.1	3968.1	7.2670
$p = 120 \text{ bar} = 12.0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 324.75^\circ\text{C}$)					$p = 140 \text{ bar} = 14.0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 336.75^\circ\text{C}$)			
Sat.	0.01426	2513.7	2684.9	5.4924	0.01149	2476.8	2637.6	5.3717
360	0.01811	2678.4	2895.7	5.8361	0.01422	2617.4	2816.5	5.6602
400	0.02108	2798.3	3051.3	6.0747	0.01722	2760.9	3001.9	5.9448
440	0.02355	2896.1	3178.7	6.2586	0.01954	2868.6	3142.2	6.1474
480	0.02576	2984.4	3293.5	6.4154	0.02157	2962.5	3264.5	6.3143
520	0.02781	3068.0	3401.8	6.5555	0.02343	3049.8	3377.8	6.4610
560	0.02977	3149.0	3506.2	6.6840	0.02517	3133.6	3486.0	6.5941
600	0.03164	3228.7	3608.3	6.8037	0.02683	3215.4	3591.1	6.7172
640	0.03345	3307.5	3709.0	6.9164	0.02843	3296.0	3694.1	6.8326
700	0.03610	3425.2	3858.4	7.0749	0.03075	3415.7	3846.2	6.9939



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

DESARROLLO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR
TERMOELÉCTRICA CON RECEPTOR CENTRAL EN
TORRE Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO
DE SALES

PLANOS

Iker Barriga Cuesta

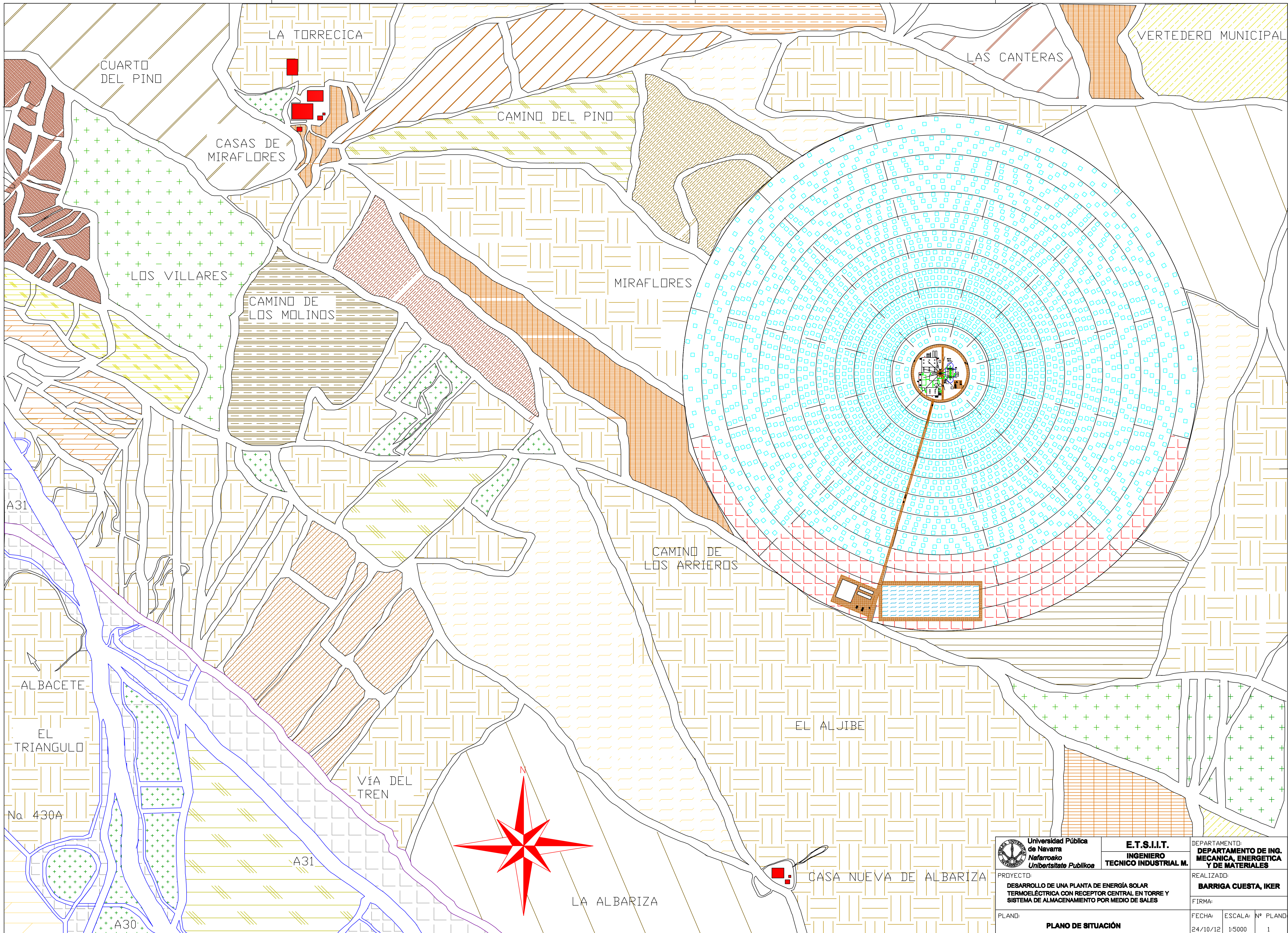
Javier Bustince Beorlegui


Pamplona, Noviembre de 2012

ÍNDICE:

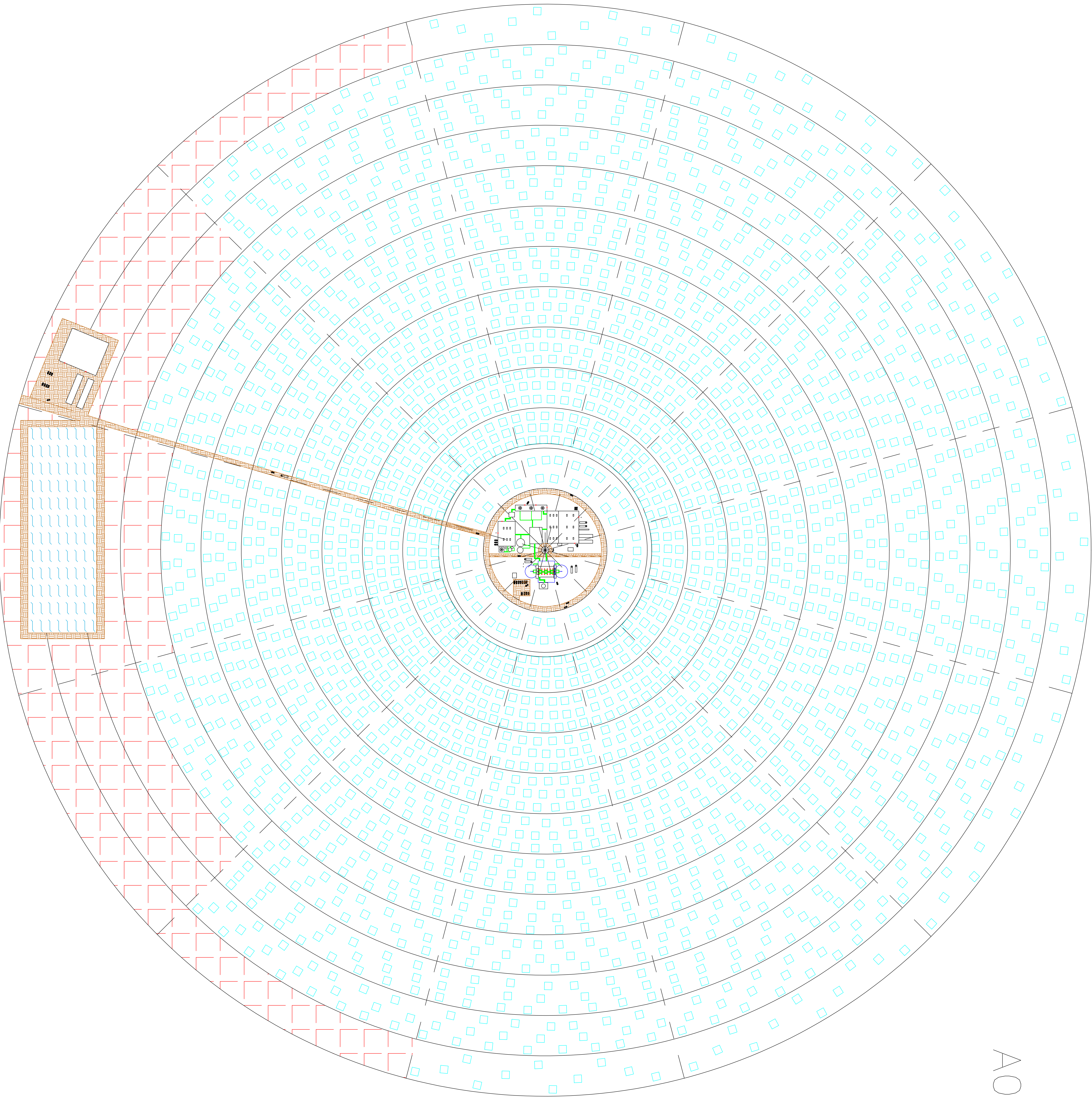
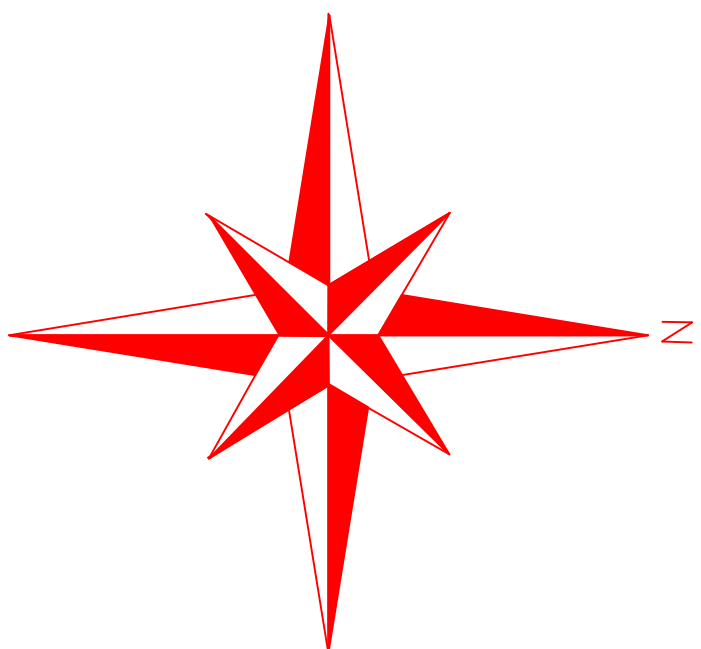
1. Plano 1: Plano de situación.....	266
2. Plano 2: Lay out: Planta de la central.....	267
3. Plano 3: Alzado: detalle de la sección AA.....	268
4. Plano 4: Alzado: detalle de la sección BB.....	269
5. Plano 5: Esquema general.....	270

NOTA: a continuación se presentan los planos en formato A3 como vista preliminar.
Los planos en su tamaño real se incluyen en la carpeta añadida.

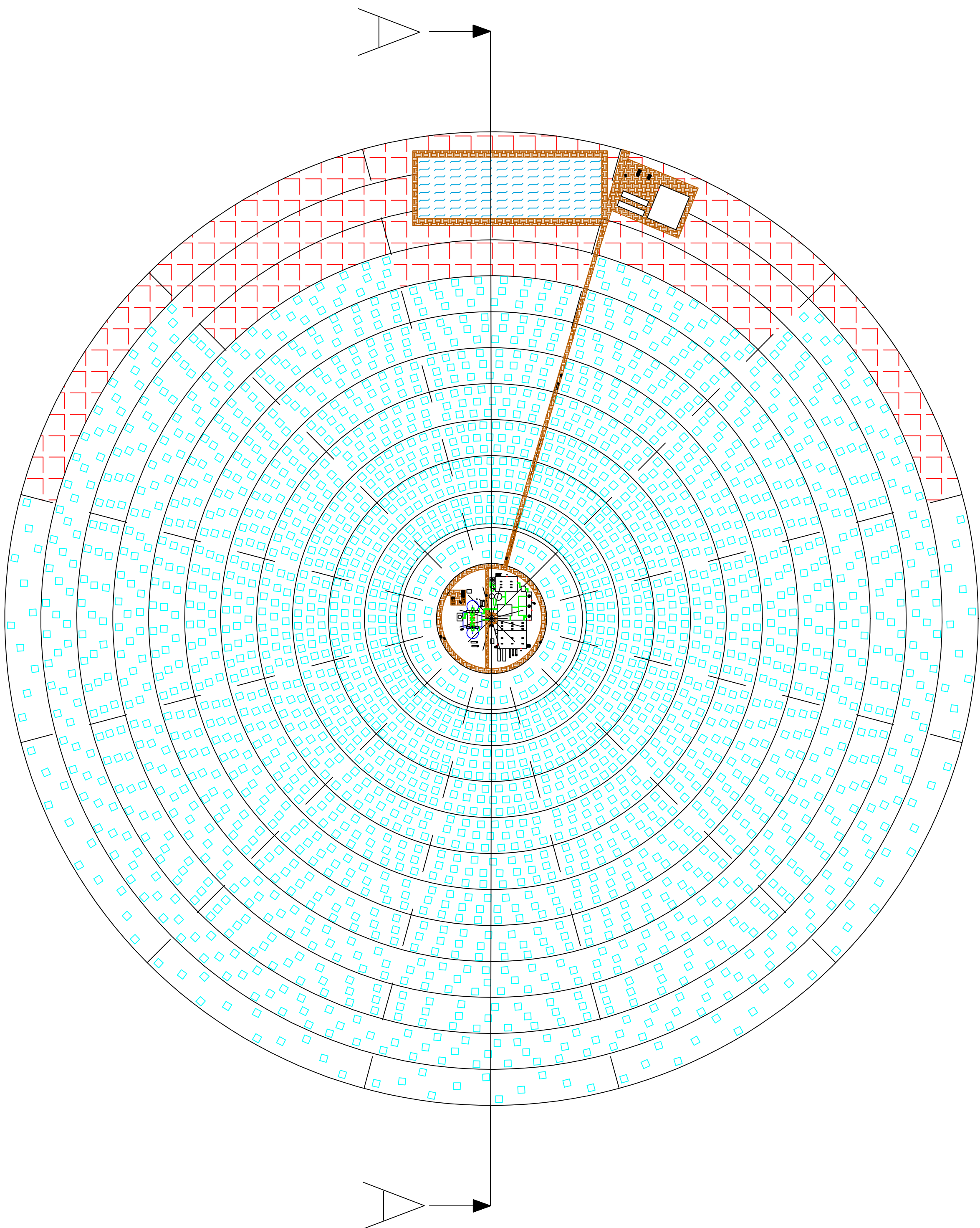
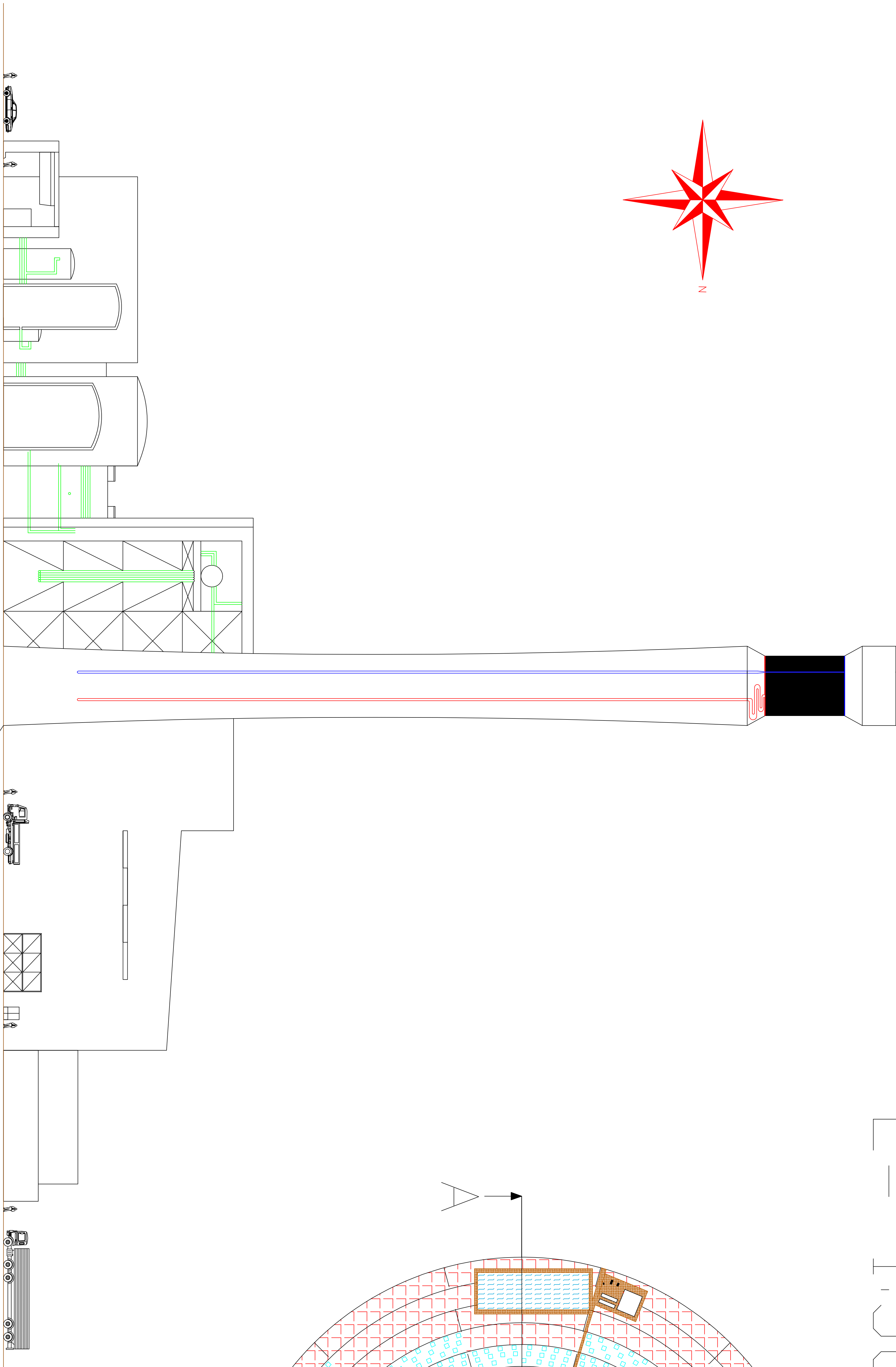
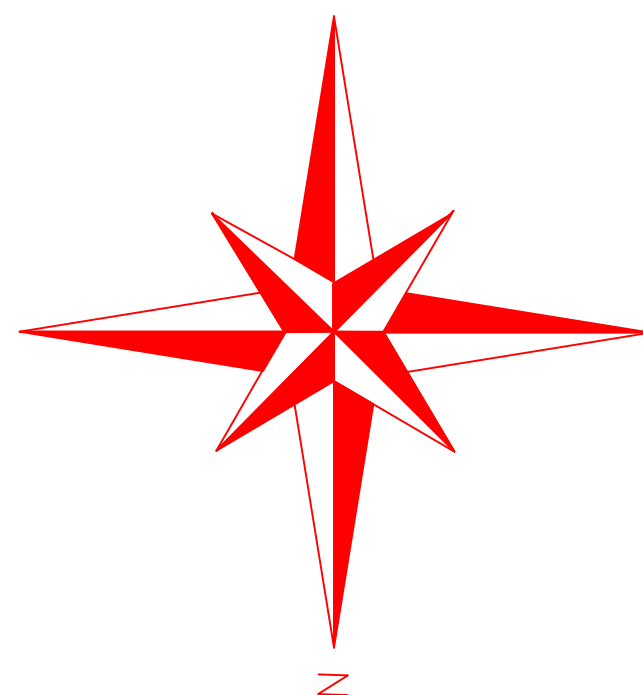


 Universidad Pública de Navarra Nafarroako Unibertsitate Publikoa	E.T.S.I.I.T. INGENIERO TECNICO INDUSTRIAL M.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE ING. MECANICA, ENERGETICA Y DE MATERIALES
	PROYECTO: DESARROLLO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR TERMOLÉCTRICA CON RECEPTOR CENTRAL EN TORRE Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO DE SALES		REALIZADO: BARRIGA CUESTA, IKER
	PLANO: PLANO DE SITUACIÓN		FIRMA:
	FECHA: 24/10/12		ESCALA: 1:5000
		Nº PLANO: 1	

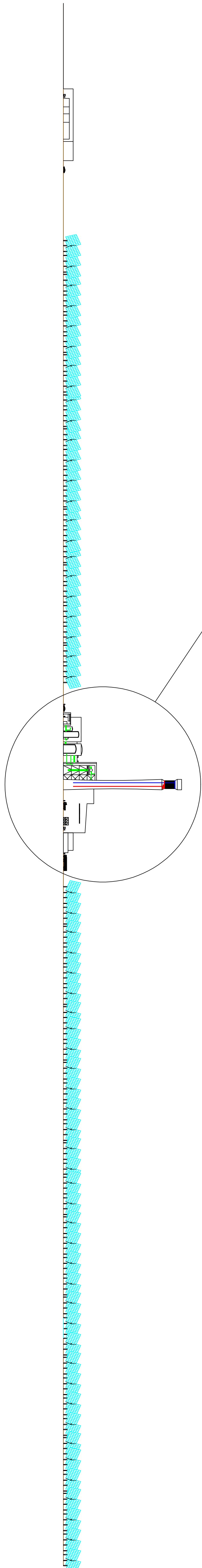
AO-100



E = 1:5000

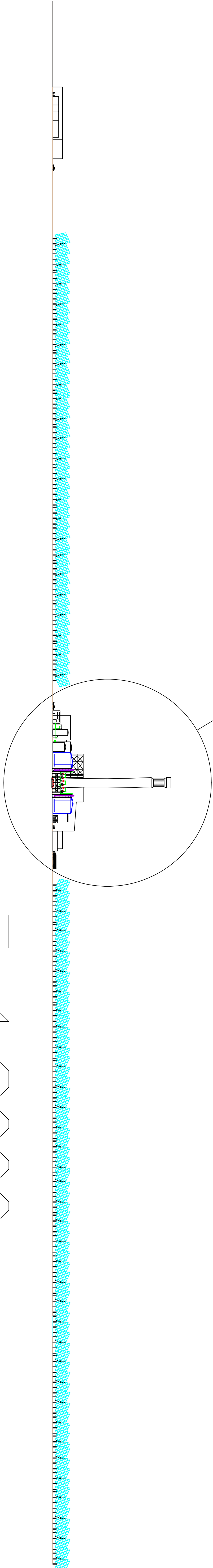
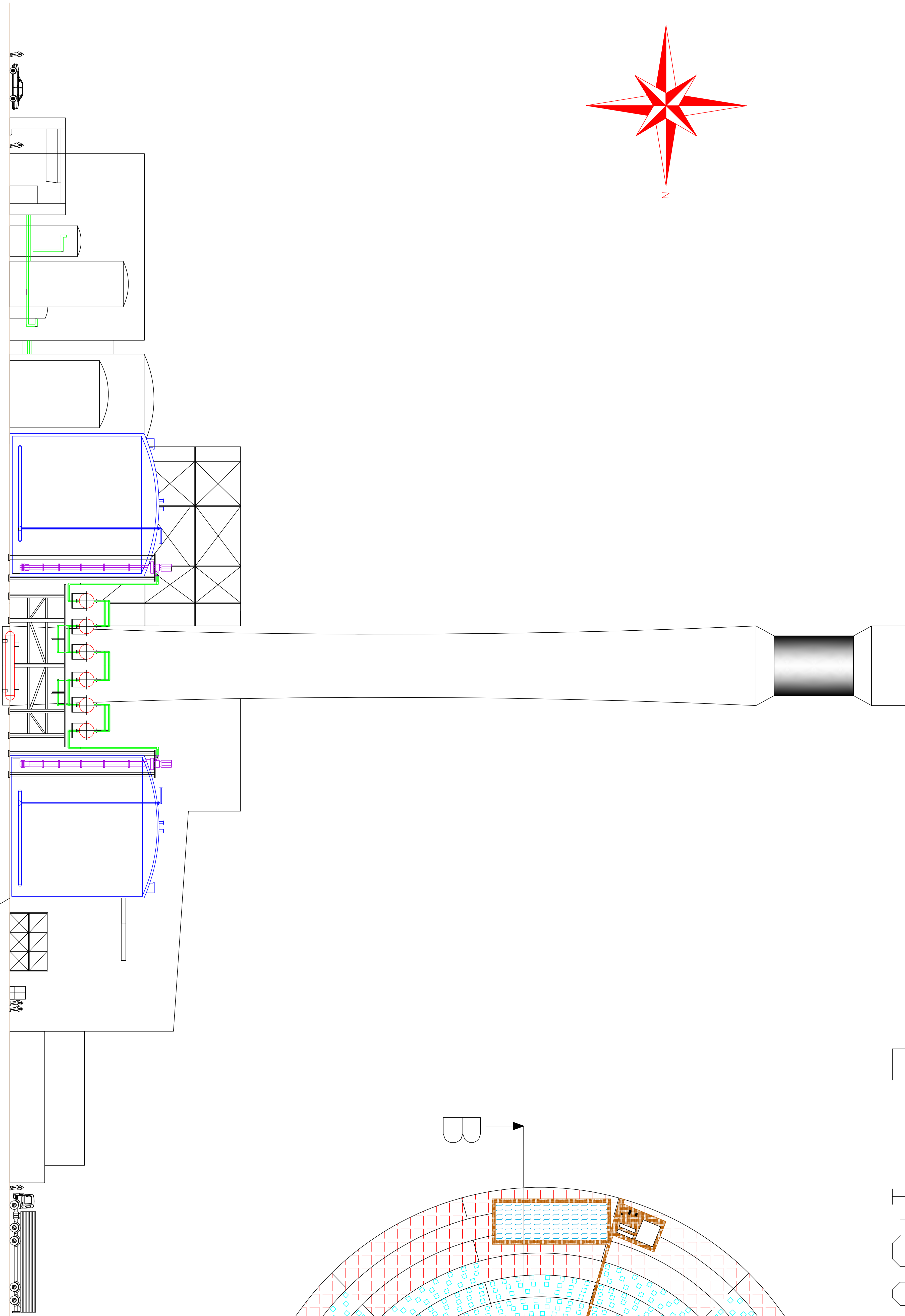
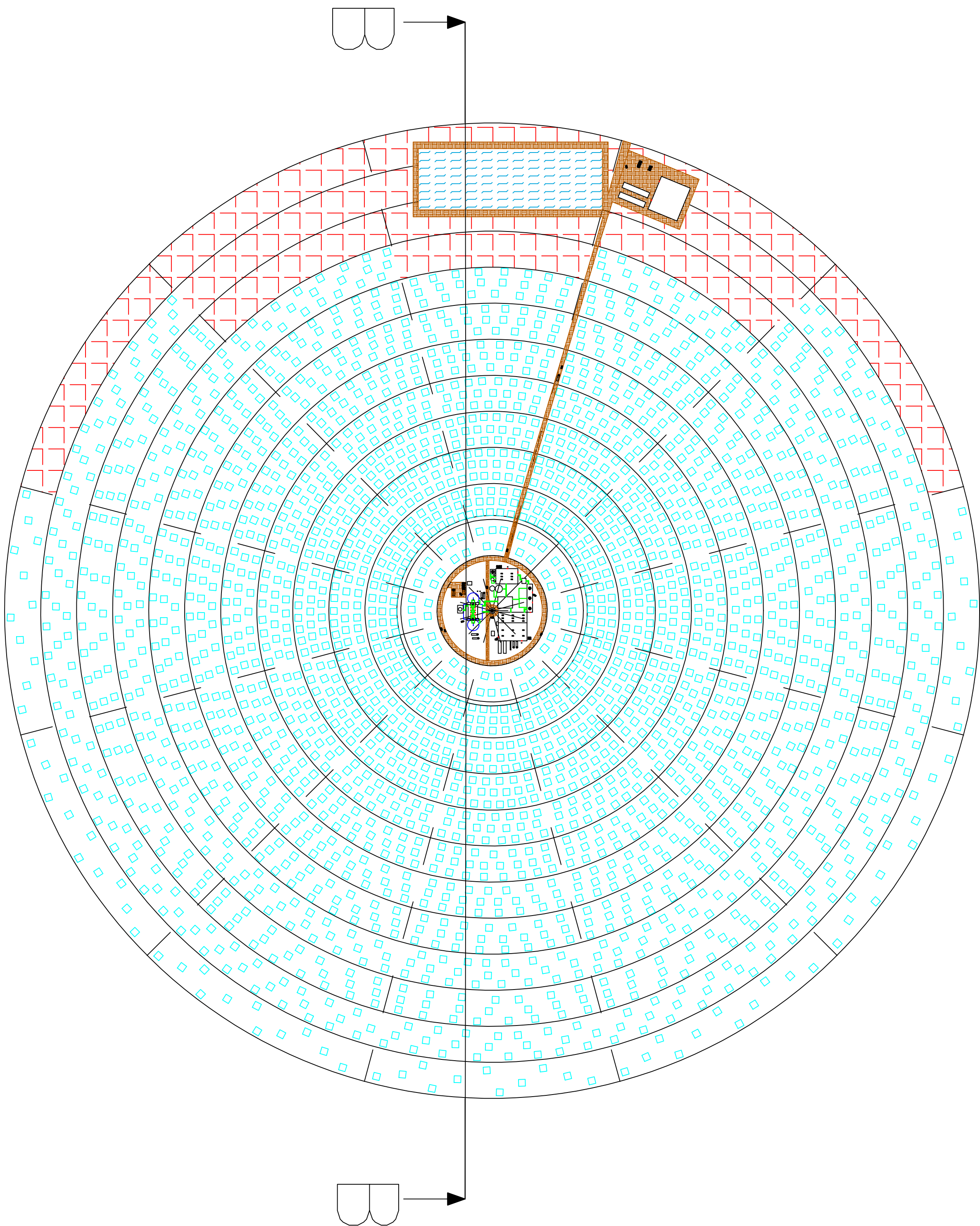
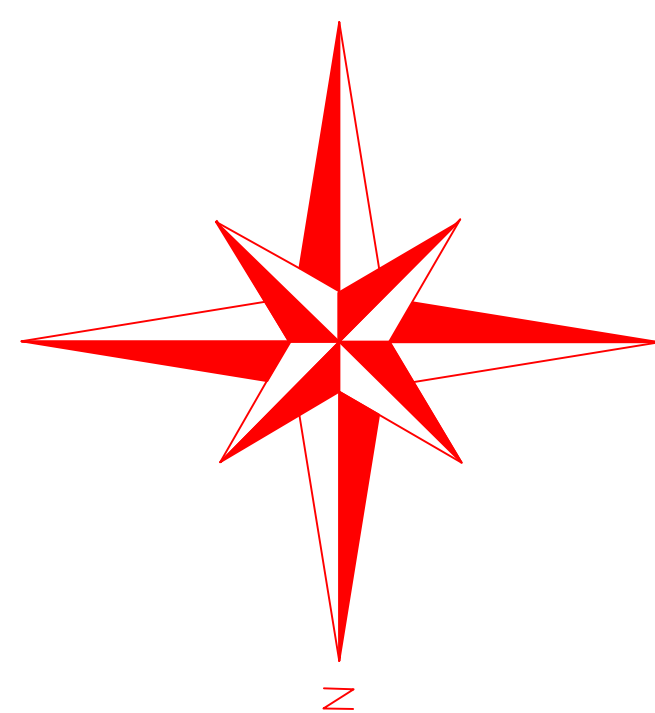


E = 1:2000

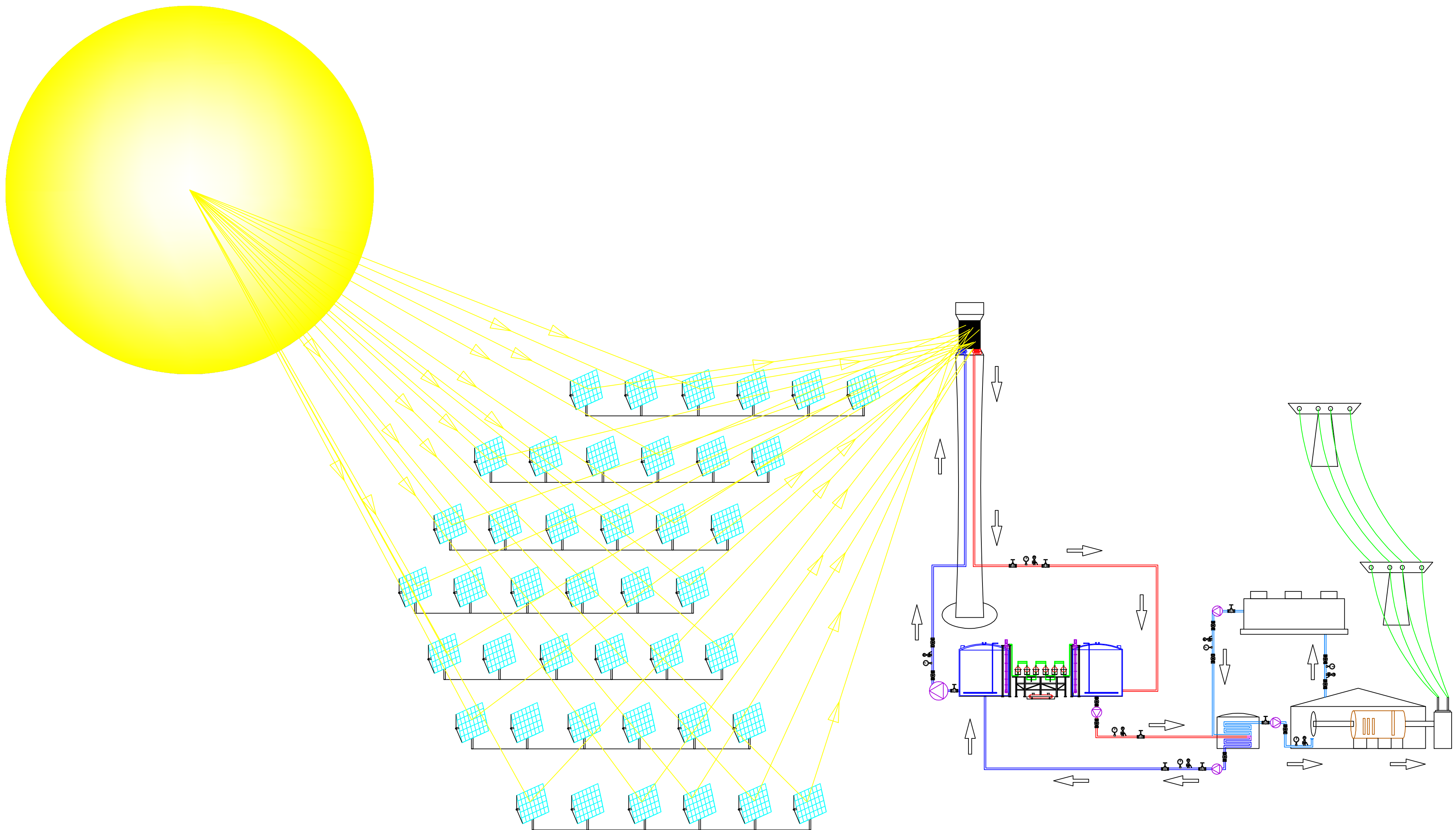


E= 1:5000

A0-100



E=1:2000



	Universidad Pública de Navarra Nafarroako Unibertsitate Publikoa	E.T.S.I.I.T. INGENIERO TECNICO INDUSTRIAL M.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE ING. MECANICA, ENERGETICA Y DE MATERIALES		
	PROYECTO: DESARROLLO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR TERMOLÉCTRICA CON RECEPTOR CENTRAL EN TORRE Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO DE SALES			REALIZADO: BARRIGA CUESTA, IKER		
PLANO: ESQUEMA GENERAL		FIRMA:		FECHA: 14/10/12	ESCALA: 1:1000	Nº PLANO:



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

DESARROLLO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR
TERMOELÉCTRICA CON RECEPTOR CENTRAL EN
TORRE Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO
DE SALES

PRESUPUESTO

Iker Barriga Cuesta

Javier Bustince Beorlegui

Pamplona, Noviembre de 2012

Iker Barriga Cuesta

Índice:

1. Introducción al presupuesto.....	273
2. Desarrollo del presupuesto.....	276
2.1. Costes directos.....	276
2.2. Costes indirectos.....	281
2.3. Coste total.....	282

1. Introducción al presupuesto.

La implantación de la central propuesta en este proyecto situaría el precio del kW de energía en 7,324.01\$, es decir, que el precio será de 5621,17 €/kW instalado. En el desarrollo de este presupuesto se darán los datos tanto en \$, ya que se ha trabajado con esta unidad monetaria debido al origen del software utilizado, y en euros (€) ya que es la moneda oficial de la Unión Europea y la planta energética se sitúa en Albacete.

Para el desarrollo de este tipo de instalaciones se necesita una gran inversión inicial, que normalmente es asumida por el promotor. Como ya se vio en el capítulo de cálculos esta inversión supone el 50% del total de la central termosolar. Hasta la amortización completa del préstamo se recibirá buena parte de los ingresos por la electricidad generada por la planta de receptor central.

La inversión de este tipo de proyectos puede dividirse aproximadamente a modo porcentual de la siguiente manera:

- Heliostatos = 40% de la inversión.
- Torre y receptor = 10% de la inversión.
- Ciclo de potencia = 15% de la inversión.
- Almacenamiento = 15% de la inversión.
- Otros = 20% de la inversión.

Al hablar de los heliostatos se tiene en cuenta el sistema de cableado hasta la zona de control, los dos motores que presenta cada heliostato, los heliostato y el sistema de control de estos.

La torre y el receptor abarcan la construcción de la torre y la instalación del receptor con todos sus componentes interiores.

El ciclo de potencia se corresponde además del ciclo de potencia propiamente dicho de la turbina el generador y el generador de vapor,

El almacenamiento incluye los tanques de sales frías y calientes, los elementos necesarios para conseguirlo y el ciclo de sales fundidas con sus elementos característicos como la bomba impulsora.

En concepto de otros, se incluye la fabricación de la planta, que como ya se cita en la memoria ocupa un espacio temporal de entre 2 años y 2 años y medio con entre 500 y 600 trabajadores. Además se incluye en este apartado la compra del terreno.

Antes de proceder con el desarrollo económico del presupuesto parece interesante recordar algunos de los datos más importantes de la planta energética termosolar de receptor central en torre:

- La potencia nominal de la planta es de 30MW eléctricos.
- Para conseguir esta potencia, se necesita 2527 heliostatos de 121 m² cada uno y con un área reflectante de 117,37 m².
- Los heliostatos se encuentran repartidos en 1,982,959,647 m², o lo que es lo mismo, 198.3 ha de terreno. La posición de estos se determinará mediante un proceso de optimización con programas informáticos como NSPOC o SENSOL.
- El fluido de trabajo está formado al 60% y 40% por nitrato sódico y potásico respectivamente en estado líquido. Para su almacenamiento será necesario un tanque de sales frías y otro de sales calientes.
- La torre estará construida en hormigón armado y tendrá una altura de 100 m.
- Encima de la torre se instalará un receptor exterior cilíndrico con un diámetro de 8m y una altura de 10,67 m. compuesto por 20 paneles y un rendimiento del 0,88.
- Funcionando a pleno rendimiento, la planta energética es capaz de producir más fluido de trabajo que el necesario para el ciclo de potencia de

agua/vapor, por lo que se producirá el almacenamiento de sales calientes con una capacidad de almacenamiento de 15 horas.

- La isla de potencia, formada por los tanques, ciclo de potencia, torre y nave de control supone una superficie de 182,108.539 m² lo que es igual a 1.82 ha comprendidas dentro de las 198.3 ha totales.
- La generación de electricidad anual prevista es de 80,197,087 kWh/año = 80,197 GWh/año con un funcionamiento de la planta a la baja de 2633.73 horas al año, que equivale a la electricidad equivalente al consumo medio de 19047 hogares españoles y contribuye a la mitigación del efecto invernadero con 48,118.25 toneladas de CO₂ menos enviadas a la atmosfera cada año tomando el dato oficial de 600g/kWh del sistema energético español para plantas de producción de energía eléctrica.

Con todos estos datos se vuelve a mostrar la estimación porcentual con datos reales de la inversión total.

- Heliostatos = 41% de la inversión.
- Torre y receptor = 14% de la inversión.
- Ciclo de potencia = 14% de la inversión.
- Almacenamiento = 12% de la inversión.
- Otros = 19% de la inversión.

A continuación se ofrece el presupuesto detallado en dólares (\$) y en euros (€) el cual se puede dividir en costes directos y costes indirectos.

Dentro de los costes directos se puede distinguir entre: campo de heliostatos, que a su vez se divide en acondicionamiento de este y el campo de heliostatos propiamente dicho, balance de la planta, bloque de potencia, almacenamiento, torre y receptor y contingencia.

Iker Barriga Cuesta

Los costes indirectos son los costes del propietario, los costes del terreno y las tasas sobre los costes directos.

De la suma del coste directo e indirecto se obtiene el coste total instalado, al cual si se le suma el coste de construcción total, se obtendrá el coste final de la obra.

NOTA 1: Se ofrece el IVA por apartado y subapartados. Sumando todos se obtiene el IVA total de la obra, siendo este un 21% del total.

NOTA 2: Todos los costes de instalaciones contienen incluido el coste de mantenimiento y limpieza.

2. Desarrollo del presupuesto.

2.1. Costes directos.

Tabla de costes del campo de heliostatos:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
ACONDICIONAMIENTO CAMPO DE HELIOSTATOS	5931879,8	4552717,747
Movimiento de tierras	676514,2248	519224,6675
Pilotes (2527 ud.)	1472859,371	1130419,567
Encepado (2527 ud.)	928659,3859	712746,0787
Zanjas	620515,7621	476245,8474
Drenajes	885105,3192	679318,3325
Vial de acceso	102530,9795	78692,52677
IVA	1245694,758	956070,7268

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
CAMPO DE HELIOSTATOS	118637596	91054354,93
Heliostatos (2527 ud.)	53156451,21	40797576,3
Soportes de heliostatos (2527 ud.)	11830164,32	9079651,119
Cajas de control (2527 ud.)	6680231,034	5127077,318
Mecanismos de seguimiento (2527 ud.)	22056854,27	16928635,65
IVA	24913895,16	19121414,54

Tabla de costes del balance de la planta:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
BALANCE DE LA PLANTA	12250000	9401875
Pérdidas energéticas	1278455,06	981214,2586
Iluminación	3002876,24	2304707,514
Estudios, evaluaciones, revisiones y controles energéticos	1410250,98	1082367,627
Mejoras	3985917,72	3059191,85
IVA	2572500	1974393,75

Tabla de costes del bloque de potencia:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
BLOQUE DE POTENCIA	29750000	22833125
Turbina - generador		
Turbina Siemens SST 400 y suministros	14656518,29	11248877,79
Generador, instalación y comisiones	829610,8844	636726,3538
Sistema de vapor		
Tuberías	229871,4666	176426,3506
Válvulas	156424,424	120055,7454
Aislamiento térmico	78744,3244	60436,26898
Instalación y comisiones	194960,5055	149632,188
Sistema de agua de alimentación		
Bombas de agua de alimentación	676337,3675	519088,9296
Precalentador 1 HP	95231,1741	73089,92612
Precalentador 2 HP	111806,251	85811,29764
Tuberías	14812,6738	11368,72714
Válvulas	208979,4505	160391,7283

Iker Barriga Cuesta

Aislamiento térmico	22514,9605	17280,23218
Instalación y comisiones	104789,8265	80426,19184
Sistema de condensado		
Bombas de condensado	281756,9207	216248,4366
Precalentador de condensado 1 LP	94871,1948	72813,64201
Precalentador de condensado 2 LP	75548,3715	57983,37513
Precalentador de condensado 3 LP	102791,1344	78892,19565
Tuberías	12150,3106	9325,363386
Válvulas	33469,1242	25687,55282
Aislamiento térmico	35012,8869	26872,3907
Instalación y comisiones	79292,1736	60856,74324
Sistema de drenaje y otros		
Desgasificador y tanques de drenaje	95473,2775	73275,74048
Tuberías	17088,0239	13115,05834
Válvulas	99139,47	76089,54323
Aislamiento térmico	46383,7203	35599,50533
Instalación y comisiones	134155,0271	102963,9833
Sistema de agua de circulación		
Torre de refrigeración	1134130,312	870445,0145
Bombas de circulación	200251,0802	153692,7041
Tuberías	149842,5785	115004,179
Válvulas	85164,3384	65363,62972
Instalación y comisiones	268934,2174	206407,0119
Sistema de refrigeración para auxiliares		
Bombas, hex,s y otros	67150,9875	51538,38291
Tuberías	12284,7844	9428,572027
Válvulas	27597,8442	21181,34542
Instalación y comisiones	118871,9715	91234,23813
Planta de tratamiento de aguas	1050384,593	806170,1747
Sistema de aire comprimido		
Equipos (compresores, secadores y filtros)	79078,605	60692,82934
Tuberías	51682,6611	39666,44239
Instalación y comisiones	35771,5555	27454,66885
Accesorios y medidores		
Software y equipos de control	211704,6108	162483,2888
Válvulas de control	346533,8239	265964,7098
Elementos de medida de nivel y transmisores	69220,1555	53126,46935

Medidores de flujo y transmisores	210921,9262	161882,5784
Medidores de presión y temperatura	132128,2821	101408,4565
Accesorios de instalación	317264,7189	243500,6718
Instrumentos de construcción	445847,718	342188,1236
IVA	6247500	4794956,25

Tabla de costes del almacenamiento de sales fundidas y circuito impulsor:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
ALMACENAMIENTO DE SALES FUNDIDAS	33352941,18	25598382,36
Tanque de sales frías AISI 347	7466192,791	5730302,967
Tanque de sales calientes AISI 347	8026312,326	6160194,71
Bombas impulsoras de sales frías VTP de FlowServe	3875047,684	2974099,097
Sales fundidas	1284302,479	985702,1523
Bombas de circulación FlowServe	703179,5293	539690,2887
Medidores de flujo y transmisores	192417,9221	147680,7552
Medidores de presión y temperatura	241598,6453	185426,9603
Aislamiento térmico	760073,6861	583356,5541
Tuberías	499343,3343	383246,0091
Válvulas	210132,7952	161276,9203
Tanques de rebose	1145763,268	879373,3078
Calentadores (6 Ud.)	871121,3791	668585,6585
Accesorios de instalación	314926,0187	241705,7194
Instrumentos de construcción	475532,9239	364971,5191
Instalación y comisiones	282878,7523	217109,4424
IVA	7004117,648	5375660,295

Iker Barriga Cuesta

Tabla de costes de la torre:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
TORRE	5976462,81	4586935,207
Hormigón armado	2466197,85	1892806,85
Levantamiento de la torre	1522330	1168388,275
Instrumentos de construcción	559767,9616	429621,9105
Instalación y comisiones	173109,8086	132861,7781
IVA	1255057,19	963256,3934

Tabla de costes del receptor:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
RECEPTOR SOLAR	36611625,86	28099422,85
Estructura	10184245,78	7816408,64
Paneles (20 Ud.)	14209351,39	10905677,19
Tuberías	3413597,15	2619935,812
Válvulas	708957,0442	544124,5314
Instalación y comisiones	407033,0588	312397,8726
IVA	7688441,431	5900878,798

Tabla de costes de contingencias, suponiéndolas en un 7% del total:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
CONTINGENCIA (7%)	16975735,4	13028876,92
Contingencias accidentales(explosiones, incendios o accidentes)	5069587,44	3890908,36
Contingencias técnicas (retrasos en el programa, fallos en instalaciones/materiales, fallas en el suministro, etc)	8670054,68	6654266,967
Contingencias humanas (mano de obra, subcontratas, paros locales, huelgas, etc)	3236093,28	2483701,592

El total de costes directos asciende a:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
TOTAL COSTES DIRECTOS	259486241,1	199155690

2.2. Costes indirectos.

Tabla de costes del propietario. Se supondrán como un 11% del total de costes directos:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
COSTES DEL PROPIETARIO- ingeniería, consecución y construcción (11%)	28543486,51	21907125,9
Integración	1730980,15	1328527,265
Entrenamiento de los operarios	256008,69	196486,6696
Comisión de la compra de gas	132400,72	101617,5526
Seguros de la construcción	1506998,21	1156621,126
Dirección del proyecto	2581740,38	1981485,742
Presupuesto de movilización	868125,76	666286,5208
Potencia constructiva	181543,97	139334,997
Otros gastos	126204,8669	96862,23535
Intereses (5%)	15165351,6	11639407,35
IVA	5994132,167	4600496,438

Tabla de costes del terreno:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
TERRENO	4897854,72	3759103,498
Terreno	3869305,229	2969691,763
IVA	1028549,491	789411,7345

Iker Barriga Cuesta

Tasas sobre el coste directo:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
TASAS SOBRE EL COSTE DIRECTO	10379449,64	7966227,599

El total de costes indirectos asciende a:

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
TOTAL COSTES INDIRECTOS	43820790,87	33632456,99

2.3. Coste total.

En este último apartado se presenta el coste total de la obra pudiendo diferenciar el coste total instalado, que se corresponde con la suma de los costes directos e indirectos, y el coste total de la obra que se compone del coste total instalado mas el coste total de construcción que se supondrá en un 6% del coste total instalado.

INVERSIÓN	PRECIO (\$)	PRECIO (€) (1€ = 0,7675\$)
COSTE TOTAL INSTALADO	303307031,9	232788147
COSTE DE CONSTRUCCIÓN TOTAL	18198421,91	13967288,82
Mano de obra (6%)	14376753,31	11034158,16
IVA	3821668,601	2933130,651
COSTE TOTAL	336670805	258394843,2

El coste total de la obra de la planta de energía solar termoelectrica con receptor central y almacenamiento por medio de sales fundidas asciende a un total de DOSCIENTOS CINCUENTA Y OCHO MILLONES, TRESCIENTOS NOVENTA Y CUATRO MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y TRES EUROS CON VEINTE CÉNTIMOS.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

DESARROLLO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR
TERMOELÉCTRICA CON RECEPTOR CENTRAL EN TORRE Y
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO DE SALES

PLIEGO DE CONDICIONES

Iker Barriga Cuesta

Javier Bustince Beorlegui

Pamplona, Noviembre de 2012

Índice:

1. Objetivo.....	285
2. Documentación del contrato de obras.....	285
3. Condiciones facultativas.....	285
3.1 Delimitación de las funciones técnicas.....	285
3.2 Derechos y obligaciones del contratista.....	286
3.3 Prescripciones relativas a trabajos y materiales.....	288
3.4 Recepción y garantías.....	290
4. Condiciones técnicas.....	292
4.1. Generalidades.....	292
4.2. Estructuras de soporte.....	293
4.3. Cableado.....	293
4.4. Conexión a la red.....	293
4.5. Mediciones.....	293
4.6. Protecciones.....	293
4.7. Puesta a tierra de las instalaciones.....	294
4.8. Harmónicos y Compatibilidad electromagnética.....	294
4.9. Etapas en el montaje de la instalación.....	294
4.9.1. Replanteo y obra civil.....	294
4.9.2. Cimentación.....	294
4.9.3. Montaje de la estructura.....	295
4.9.4. Colocación de módulos e instalación eléctrica.....	295
4.9.5. Fin de obra y puesta en marcha.....	295
5. Condiciones económicas.....	295
5.1. Pagos de la obra.....	295
5.2. Precios.....	296
5.3. Revisión de precios.....	296
5.4. Penalizaciones.....	296
5.5. Modificaciones del proyecto.....	296
5.6. Fianza y sanciones.....	297

1. Objetivo

El presente pliego de condiciones tiene como objetivo la regulación de la ejecución de las obras fijando los niveles técnicos de calidad exigibles, precisando las intervenciones que correspondan de acuerdo a la Legislación aplicable a la Propiedad, al Contratista, a sus técnicos y/o encargados, así como determinando también las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en el cumplimiento del Contrato de Obras.

2. Documentación del contrato de obras.

Integrarán este Contrato de Obras los siguientes documentos:

- Documentación del contrato de obras.
- Pliego de condiciones
- Resto de documentación del Proyecto (planos, memoria, presupuesto...)

El presente proyecto es una obra de nueva ejecución, por tanto tendrá que ser entregada una vez acabada de acuerdo al uso a la que va destinada.

Todas las órdenes e instrucciones de la Dirección Facultativa de la obra tendrán que ser incorporadas al proyecto como interpretación, complemento o mera justificación de las medidas adoptadas.

En cada documento, las especificaciones literales prevalecerán sobre las gráficas, y en los planos. La cota siempre prevalecerá sobre la medida a escala.

3. Condiciones facultativas.

3.1 Delimitación de las funciones técnicas.

Relación de funciones que corresponden a la parte facultativa:

- Relación de los complementos o rectificaciones del proyecto original.
- Vista periódica a las obras para resolver las posibles dificultades o desviaciones que surjan, dirigiendo in situ las actuaciones encaminadas a la solución de los problemas.
- Coordinación de la intervención de otros técnicos con funciones específicas.
- Aprobación de las certificaciones parciales de obra, así como la liquidación final, y asesoramiento al promotor en el acto de la recepción.
- Planificación del control de calidad y económico de las obras.

Iker Barriga Cuesta

- Estudio de las medidas a adoptar en función del riesgo del trabajo y la obra, aprobando el plan de Seguridad y Salud a aplicar.
- Replanteo de la obra y redacción del acta correspondiente con la aprobación del Contratista.
- Comprobación de instalaciones provisionales y/o auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su ejecución.
- Dirección de la ejecución material de la obra de acuerdo al proyecto y la Normativa Técnica vigente.
- Realización de ensayos materiales, instalaciones y otras unidades de obra según las frecuencias del plan de control establecido, para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el Proyecto y la Normativa Técnica aplicable. En caso de resultados no admisibles en las pruebas, tendrá que informar al contratista de las acciones correctivas a adoptar.
- Validar el certificado final de la obra.

Relación de funciones que corresponden al contratista.

- Organización de los trabajos, redacción de planes de obra necesarios y coordinación de instalaciones provisionales/auxiliares de la obra.
- Implantación del Plan de Seguridad y Salud de la obra, adoptando medidas preventivas si corresponde y velando en todo momento por su cumplimiento de acuerdo a la normativa vigente en este tema (Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo).
- Validación del acta de replanteo de la obra y coordinación de las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la calidad de los materiales y elementos que se empleen en la obra rechazando (por iniciativa propia o prescripción de la parte facultativa) aquellos suministros que no dispongan de las garantías necesarias.
- Preparación de las certificaciones parciales de obra, así como la propuesta de liquidación final.
- Validación de las actas de recepción provisional y definitiva conjuntamente con el promotor.
- Tramitación de los seguros por accidentes de trabajo y daños a terceros durante la realización de las obras.
- Adecuación en todo momento del número de operarios presentes e la obra con la cuantía de los trabajos a llevar a cabo.

3.2 Derechos y obligaciones del contratista

Antes del inicio de las obras, el Contratista tendrá que hacer constar por escrito que la documentación del Proyecto aportada es suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada; en caso contrario, tendrá que solicitar las aclaraciones pertinentes. A partir de este

momento, el contratista quedará sometido a las leyes, reglamentos y ordenanzas vigentes durante la duración de la ejecución de la obra.

El Contratista deberá presentar un Plan de Seguridad y Salud de la Obra (que podrá ser el incluido en el Proyecto y otro con modificaciones) para la correspondiente aprobación de la Dirección Facultativa.

En la oficina habilitada por el Contratista en obra, la Dirección Facultativa (o su representante) deberá poder consultar, siempre que lo desee, los siguientes documentos:

- Proyecto completo de la ejecución de obra.
- Licencia de obras.
- Libro de órdenes y asistencias.
- Plan de prevención de Riesgos Laborales.
- Libro de incidencias.
- Reglamento y ordenanza de seguridad e Higiene en el trabajo.
- Documentación relativa a seguros.

En el caso de delegar las funciones en otra persona, el contratista estará obligado a comunicarlo a la propiedad. En todos los casos, esta persona tendrá que disponer de las facultades necesarias para poder adoptar en todo momento las competencias propias de la contrata (de igual forma que todo el personal que realice trabajos en la obra tendrá que tener la capacitación correspondiente a sus funciones); en caso contrario, la parte facultativa podrá paralizar las obras hasta la resolución satisfactoria (por ambas partes) de la situación. Así mismo, durante las visitas de la parte Facultativa a las obras, el representante del Contratista tendrá que estar presente facilitando la práctica de los reconocimientos necesarios y suministrando los datos precisos para comprobación de liquidaciones.

La parte de la contrata estará obligada a hacer lo posible para la buena ejecución y aspecto de las obras (aunque no esté claramente determinado en los diferentes documentos del proyecto), dentro de las limitaciones que el presupuesto fije para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

En el acto de la recepción provisional de la obra, el Contratista tendrá que entregar los planos de todas las instalaciones llevadas a término en la obra (con las modificaciones realizadas y estado final de las mismas), así como las correspondientes autorizaciones de la Delegación Provincial de Industria, Sanidad y Entidad Local para la puesta en servicio de las mismas. Irán igualmente a cargo del Contratista todos los arbitrios, licencias municipales, alumbrado, sanciones...que ocasionen las obras desde su comienzo hasta la total finalización de las mismas.

Toda interpretación, aclaración o modificación al redactado en los documentos del Proyecto (por parte de la Dirección Facultativa) deberá ser comunicada de forma escrita al contrata, y esta última estará obligada a responder con un original (o una copia) firmada del escrito recibido, mostrando de esta forma su conocimiento y aceptación. En caso de desacuerdo,

el Contratista siempre podrá hacer una reclamación (dentro de un término de tres días) a la parte facultativa, y solicitar el correspondiente recibo; igualmente el Contratista podrá solicitar cuantas aclaraciones precise para la correcta interpretación y ejecución de la obra proyectada.

Para cualquier reclamación, (desacuerdo con la parte facultativa) de carácter económico, el Contratista tendrá que dirigirse directamente a la Propiedad; si en cambio es de tipo técnico, deberá dirigirse a la parte facultativa (ingeniero o arquitecto) la cual únicamente quedara obligada a la emisión del correspondiente justificante de recepción, mediante el cual el Contratista podrá salvar su responsabilidad.

En casos de desobediencia a las órdenes, incompetencia o negligencia grave por parte del personal de la obra, perturbando la normal marcha de la misma, la parte facultativa podrá pedir al contratista que retire de la obra a los responsables de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas o industriales, sin que por este hecho quede libre de sus obligaciones como Contratista General de la Obra.

3.3 Prescripciones relativas a trabajos y materiales

El contratista estará obligado a la realización y/o mantenimiento de los accesos al emplazamiento a la obra, así como al sistema de control de accesos, a lo largo de la duración de la obra. Igualmente, tendrá que colocar en un lugar claramente visible (entrada principal a la obra) un cartel (previamente acordado con la parte facultativa) donde consten los principales datos de la obra. Título, técnicos competentes...

El replanteo sobre el terreno de la obra será la primera tarea del Contratista, fijando las principales referencias que quedaran como base de replanteos posteriores.

Tanto los trabajos de replanteo como la elaboración del acta y planos correspondientes (que deberán ser aprobados por la parte facultativa) van a cargo del Contratista.

De forma obligatoria y por escrito, el Contratista deberá de comunicar a la Dirección Facultativa la fecha de inicio de los trabajos (con una antelación mínima de tres días); posteriormente, estará obligado a respetar los términos parciales y totales de ejecución de las obras, de acuerdo con el compromiso adquirido en el momento de la firma del Contrato.

En general, la contrata determinará el orden de realización de los diferentes trabajos, aunque la parte facultativa, por razones de tipo técnico, podrá estimar conveniente su cambio.

El contratista general de la obra dará facilidades al resto de contratistas que intervengan en los trabajos de la misma (previo acuerdo de las compensaciones económicas entre ellos), a la

hora de compartir sistemas auxiliares, suministro de energía eléctrica, ... En caso de litigio, todos deberán someterse a lo que dictamine la Dirección facultativa.

Si por motivo de cualquier accidente o imprevisto de fuerza mayor se tuviese que ampliar el proyecto inicial, las obras no pararán mientras se modifica el proyecto inicial. Es importante hacer constar que, en estos casos particulares, la contrata estará obligada a llevar a cabo con sus propios medios, lo que ordene la dirección Facultativa en cuanto a derribos, apuntalamientos o cualquier otra obra de carácter urgente.

Igualmente, si por una causa de fuerza mayor o ajena a la voluntad del Contratista, este no pudiera comenzar las obras, tuviera que suspenderlas o sencillamente no pudiera cumplir con los términos prefijados, previa argumentación y solicitud por escrito de una prórroga, esta última le podrá ser concedida por la parte facultativa.

Todos los trabajos se deberán ejecutar según las indicaciones contenidas en el proyecto, o las modificaciones/instrucciones aprobadas por la Dirección Facultativa, que por escrito se hayan comunicado a la Contrata, siempre que se ajusten a las limitaciones del presupuesto.

El Contratista será responsable de la ejecución de los trabajos contratados y de los defectos (por mala gestión, deficiente calidad de los materiales o aparatos colocados) que aparezcan en las instalaciones entregadas hasta la recepción definitiva de la obra.

Así, si la parte facultativa observa (en controles o ensayos) vicios ocultos o defectos en los trabajos o materiales en cualquier momento del proceso de ejecución de la obra, podrá ordenar la ejecución de nuevo de los trabajos de la parte defectuosa que irán a cargo del contratista, si esta última no estuviera de acuerdo con la decisión, y se niega a ejecutar los trabajos, será entonces la propiedad quien deberá resolver la situación.

La Contrata será libre de escoger los proveedores de materiales y aparatos que estime conveniente, siempre que no se exponga lo contrario en algún documento del Proyecto. De todas formas, estará obligado a presentar a la parte facultativa un listado completo de los materiales y aparatos que quiera emplear en la obra, donde consten como mínimo la marca, modelo calidad y la procedencia de cada uno de ellos.

El transporte y la gestión integral (almacenamiento en lugar adecuado, reciclaje o rechazo a vertedero autorizado) de materiales procedentes de excavaciones, derribos o restos de obras no utilizables irá a cargo del Contratista. Al mismo tiempo, todas las pruebas y ensayos, (y sus repeticiones en caso de resultado negativos o pocas garantías de resultado) de materiales y elementos que intervengan en la ejecución de la obra, serán igualmente a cargo del Contratista.

En general, y siempre que no existan prescripciones al respecto en la documentación del Proyecto, la contrata ejecutará las obras de acuerdo a las instrucciones dictadas por la Dirección

Facultativa; en el caso de que esta última no intervenga, el Contratista deberá actuar de acuerdo a las reglas y prácticas que dicte la ética profesional.

3.4 Recepción y garantías

La Dirección Facultativa comunicará a la propiedad, 15 días antes de la finalización de la obra, la conveniencia de fijar una fecha de recepción provisional. En este acto deberán estar presentes el Contratista, la Dirección Facultativa, y la Propiedad; una vez verificada e inspeccionada la obra, se levantará un acta que deberá ser firmada por todas las partes. Si las obras son admitidas por todas y cada una de las partes, la Dirección Facultativa extenderá el correspondiente certificado Final de Obra, comenzando a partir de este momento la garantía. En el caso de que el estado de las obras no sea el correcto, se hará constar en el acta provisional de la obra, indicando al Contratista las instrucciones oportunas para reparar los defectos observados y acordando un término pasado el cual se volvería a repetir el acto de Recepción Provisional de la Obra. Si en esta segunda ocasión, el Contratista no ha cumplido con sus obligaciones, se podrá rescindir el contrato con la correspondiente pérdida de fianza.

Después de la Recepción Provisional de Obras, el representante de la Parte Facultativa, junto con el Contratista o su representante, procederán a la recepción definitiva de la obra y la liquidación de la misma. El certificado emitido y firmado por todas las partes servirá como abono por parte de la propiedad de la suma faltante.

La Dirección Facultativa deberá facilitar a la propiedad toda la documentación final de la obra, con las especificaciones y contenidos de acuerdo a la legislación vigente.

La garantía será de 12 meses, término en el cual la Contrata deberá corregir sus defectos observados en la obra y reparar las averías causadas por estos en el conjunto de la instalación. En todos los casos, los gastos irán a su cargo, y si se niega, la Propiedad podrá ejecutar las obras con cargo a la fianza. De la misma forma, los gastos de conservación de la instalación durante el periodo de la garantía (comprendida entre la recepción definitiva y provisional) irán a cargo de la Contrata.

El Contratista deberá entregar a la Propiedad un documento en el cual quede constancia del suministro de componentes, materiales y manuales para el uso y mantenimiento de la instalación. Este documento deberá estar firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una, una copia. Los manuales entregados al propietario, deberán estar redactados en alguna de las lenguas oficiales que rijan el emplazamiento de la instalación, todos los componentes deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las cuales se redactará un acta que será adjuntada a los correspondientes certificados de Calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, deberán como mínimo ser las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada de las diferentes situaciones de funcionamiento.
- Pruebas de actuación de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarmas.
- Determinación de la potencia real instalada.

Una vez finalizadas todas las diferentes pruebas y la puesta en marcha de la instalación, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. A pesar de ello, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte de la instalación hayan funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, en ausencia de paradas causadas por fallos o errores del sistema, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación citada en este pliego.
- Retirada de la obra de todo el material sobrante.
- Limpieza general de la obra con transporte de los residuos al vertedero.

Durante todo este periodo, el proveedor será el único responsable de la operación de los componentes suministrados, y deberá formar al personal de la operación de instalación.

Todos los componentes suministrados, así como la instalación en conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de 3 años, a contar a partir de la fecha de firma del Acta de Recepción Provisional.

De cualquier forma, el instalador quedara obligado a la reparación de posibles fallos en el funcionamiento de la instalación que puedan producirse, siempre y cuando el origen de las mismas sea debido a defectos ocultos de diseño, construcción, materiales y/o montaje. En estos casos, el instalador estará obligado a la reparación total de las averías causadas por el fallo en concreto, sin ningún cargo. En cualquier caso, y de forma general, deberá someterse a lo que dictamine la Legislación Vigente referente a los vicios ocultos en las instalaciones.

La Recepción definitiva tendrá lugar una vez pasado el periodo de garantía, y de la misma forma que la Provisional. Igualmente, si en el reconocimiento de la obra, esta no se encuentra en condiciones, la Recepción Definitiva se retrasará durante un término acordado entre las diferentes partes.

A partir del momento de la recepción definitiva, la Contrata quedará relevada de toda responsabilidad sobre la obra, excepto de las que puedan derivarse de vicios ocultos. Recíprocamente, esta última deberá garantizar a la Propiedad frente a las posibles reclamaciones de terceros, derivadas de incumplimientos en sus obligaciones económicas o de cualquier tipo de disposiciones legales relacionadas con la obra.

En el caso de rescisión de Contrato, el Contratista estará obligado a:

Iker Barriga Cuesta

- Retirar toda la maquinaria, medios auxiliares, instalaciones... de su propiedad presentes en el emplazamiento de la obra.
- Resolver todas las subcontrataciones con terceros que tenga contratados en la obra.
- Dejar la obra en condiciones de poder ser reiniciada por otra empresa.

Finalmente, la parte facultativa emitirá una Recepción Provisional de los trabajos acabados totalmente, mientras que para los restantes (incompletos pero aceptables) se emitirá una única Recepción Definitiva.

4. Condiciones técnicas.

4.1. Generalidades

La instalación deberá ser ejecutada por una empresa instaladora debidamente acreditada por la Administración Competente.

Todos los materiales a emplear en la presente obra serán de primera Calidad y reunirán las condiciones generales exigidas en instalaciones de este tipo, según disposiciones vigentes referentes a materiales. Igualmente, los equipos a instalar serán de primera calidad, con sus correspondientes protecciones debidamente verificadas, garantizadas por los fabricantes y de acuerdo a la legislación vigente.

Como regla general, se deberá asegurar como mínimo un grado de aislamiento eléctrico de tipo Clase 1, lo que concierne tanto a equipos como a materiales.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

Los materiales expuestos a la intemperie se protegerán contra la acción de los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones, asegurando la protección ante contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas...

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, todos los indicadores o etiquetas de los mismos deberán estar redactados en castellano.

4.2. Estructuras de soporte.

La estructura soporte de los heliostatos y del receptor, además de todas las demás necesarias, deberá resistir, con los elementos instalados, las sobrecargas debidas al efecto del viento, de acuerdo con la normativa vigente.

El diseño de la estructura y el sistema de fijación de los elementos a la misma, permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin la transmisión de cargas que puedan afectar a la integridad de los elementos. De la misma forma, los puntos de sujeción de los elementos serán suficientes en número.

El diseño de la estructura permitirá el montaje y desmontaje de los elementos. Los tornillos de sujeción de los elementos serán de acero galvanizado.

4.3. Cableado.

Todos los polos positivos y negativos de cada armario se conducirán de forma separada y protegida de acuerdo a la normativa vigente. Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión fuera de los límites establecidos y calentamientos. Las líneas tendrán la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diferentes elementos de la instalación, ni permitir la posibilidad de encuentro accidental por parte del personal que opere en la misma.

4.4. Conexión a la red.

La instalación deberá cumplir con lo que se dictamina en el RD1663/2000 referente a las instalaciones de generación eléctrica. La conexión a la red se realizara a 220 kV por medio de la subestación principal.

4.5. Mediciones.

La instalación deberá cumplir con lo estipulado en el RD 667/2007 referente a estaciones de generación eléctrica.

4.6. Protecciones.

La instalación deberá cumplir con lo que se dictamina en el RD 667/2007 referente a las instalaciones de generación eléctrica. Para las conexiones trifásicas a la red, las protecciones de

Iker Barriga Cuesta

interconexión de máxima y mínima frecuencia (49 y 51 Hz) y de máxima y de mínima tensión (1.1 Um y 0.85 Um) deberán existir para cada fase.

4.7. Puesta a tierra de las instalaciones.

La instalación deberá cumplir con lo que se dictamina en el RD 1663/2000 referente a las condiciones de puesta a tierra en instalaciones eléctricas. Todas las masas de la instalación deberán estar conectadas a una única tierra, que será independiente de la del neutro de la compañía distribuidora.

4.8. Harmónicos y Compatibilidad electromagnética.

La instalación deberá cumplir con lo que dictamina el RD1661/2000 referente a los harmónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones generadoras de electricidad.

4.9. Etapas en el montaje de la instalación.

Previamente al inicio de las obras, deberá llegarse a un acuerdo satisfactorio con la empresa distribuidora sobre el punto de conexión, hacer la inscripción previa en el Registro de Productos de Energía en Régimen especial (según marca el RD436/2004 del 27 de Marzo) y pedir la correspondiente Licencia Municipal de Obra.

4.9.1. Replanteo y obra civil.

Como en cualquier otra obra, en el inicio de la misma, se deberá indicar (plano en mano) delante del terreno: el movimiento de tierras, la ubicación de las cimentaciones para los soportes, las zanjas para la conducción de líneas y tuberías subterráneas...

4.9.2. Cimentación.

En primer lugar, se realizara el movimiento de tierras (y limpieza general) necesaria para el acondicionamiento del campo solar. Una vez realizada esta primera fase, se procederá a las excavaciones e implementación de pilotes para soporte de las estructuras que llevan los heliostatos. Cada una lleva forjado metálico y soporta los espejos. Estos pilotes se calcularan de forma que el grado de asentamiento de los mismos no supere los 20 mm.

4.9.3. Montaje de la estructura.

Primeramente se irá levantando la torre de 100 m de altura utilizando cemento armado. Una vez construida se instalará el receptor con todas sus canalizaciones e instalaciones, de las medidas adecuadas para la potencia buscada y utilizando los materiales adecuados para el circuito de sales fundidas.

4.9.4. Colocación de módulos e instalación eléctrica.

El montaje de los espejos requiere de un utillaje especial que deberá ser provisto por el Contratista. Estos espejos deben instalarse según se indican en los planos de situación de heliostatos y alinearse de forma que se respeten las tolerancias entre cada uno de los mismos.

Cada espejo dispone en la instalación de un posicionador así como de un seguidor solar para adecuar su posición a la máxima captación solar.

Una vez acabada la fase de instalación de los espejos se procederá a la instalación eléctrica. Estas unidades se pondrán a tierra por medio de los cables de tierra de la sección adecuada que discurrirán bajo el campo solar por medio de zanjas dispuestas a tal efecto, así como los cables de comando de los puntos de consigna de posiciones y demás datos de cada heliostato.

4.9.5. Fin de obra y puesta en marcha.

Con la finalización de todas las etapas descritas anteriormente, se podrá firmar el contrato con la empresa distribuidora y solicitar (por parte del titular de la instalación) la inscripción definitiva del Registro de Productores de Energía Eléctrica en Régimen Especial.

Finalmente, se podrá efectuar la puesta en marcha (con las correspondientes pruebas de verificación necesarias) de la instalación solar conectada a la red de distribución.

5. Condiciones económicas.

5.1. Pagos de la obra.

En el contrato de obra se deberá detallar la forma y términos en los cuales se pagarán las obras. Toda liquidación parcial tendrá un carácter provisional y quedará sometida a la correspondiente liquidación final y no supondrá la recepción de las obras que presente.

Iker Barriga Cuesta

Una vez acabadas las obras se procederá a la liquidación final, que se efectuara según los criterios establecidos en el contrato.

5.2. Precios.

El Contratista deberá presentar (en el momento de la formalización del Contrato) una relación de precios de las diferentes unidades de obra que componen el Proyecto, los cuales en caso de ser aceptados, tendrán valor contractual y se aplicaran en caso de posibles variaciones respecto a las del proyecto. Estos precios unitarios siempre incluirán ejecución total de la unidad de obra considerada, es decir, todos los trabajos (también los complementarios), materiales, parte proporcional de impuestos, cargas laborales, y cualquier otro gasto derivado de la ejecución de los trabajos.

En el caso de que deba realizarse una unidad de obra no prevista en el Proyecto, deberá fijarse su precio entre el contratista y la parte facultativa antes del inicio de la obra, y presentarse a la propiedad para su aceptación o denegación.

5.3. Revisión de precios.

En el correspondiente Contrato de Obra se deberá establecer claramente si el Contratista tiene derecho a una posible revisión de precios, y la fórmula que aplicará en su cálculo. Por defecto, se aplicarán los criterios oficialmente aceptados.

5.4. Penalizaciones.

Por retardos no justificados en los términos de entrega de las obras, se podrán establecer tablas de penalización, donde deberán tenerse en cuenta las cantidades y demoras previamente fijadas en el Contrato.

5.5. Modificaciones del proyecto.

Si la Contrata (sin autorización de la parte facultativa) opta por utilizar materiales/componentes de superiores prestaciones (o sobredimensionadas) que los marcados en el proyecto, con el correspondiente importe superior al fijado en el presupuesto, en ningún caso tendrá derecho al pago de la diferencia respecto a lo contratado.

5.6. Fianza y sanciones.

Una vez dado el importe total de la obra, el contratista deberá depositar una fianza una vez firmado el correspondiente Contrato de Obra. Esta fianza será devuelta a la Contrata siempre que sean aprobadas la recepción y liquidación definitivas de la obra, y se acredite la ausencia de reclamaciones contra ella.

En caso de retardo injustificado de la obra más allá del término fijado en el contrato, la Administración podrá aplicar una multa (por cada día de retardo) resultante de la relación entre el importe total de la Obra y la duración prevista de la misma según el proyecto.

Así mismo, por cada día de infracción o incumplimiento del contrato, se podrá imponer una multa diaria, sin que el importe total por sanciones pueda superar el 50% del presupuesto de la obra en cuestión.

Iker Barriga Cuesta



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

DESARROLLO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR
TERMOELÉCTRICA CON RECEPTOR CENTRAL EN
TORRE Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO
DE SALES

BIBLIOGRAFÍA

Iker Barriga Cuesta

Javier Bustince Beorlegui

Pamplona, Noviembre 2012

Iker Barriga Cuesta

Índice:

1. Bibliografía.....	301
1.1. Apuntes y libros.....	301
1.2. Páginas WEB.....	302

1. Bibliografía.

1.1. Apuntes y libros.

- [1] Apuntes de la asignatura Ingeniería Térmica. Juan José Aguas Alcalde.
- [2] Apuntes de la asignatura Máquinas Térmicas y Turbo Máquinas. Ángel Sola.
- [3] Apuntes de la asignatura Ingeniería Fluidomecánica. Eduardo Perez de Eulate.
- [4] Apuntes de la asignatura Oficina Técnica. Jorge Odériz.
- [5] Apuntes de la asignatura Administración y Dirección de Empresas. Amaya Erro.
- [6] "La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca", de Valeriano Ruiz Hernández.
- [7] "Solar Thermal Power Plants", de Santiago García Garrido.
- [8] Crespo, I. 2010. Secretario general de Protermosolar. "la energía del futuro". Artículo divulgativo.
- [9] "Energía solar térmica y de concentración: manual práctico de diseño, instalación y mantenimiento". Antonio Madrid Vicente. 2009.
- [10] "Centrales termoelectricas convencionales". Fernández Benítez, J.a., 2004.
- [11] "Solar advisor model user guide for version 2.0. " Gilman, P.; Blair, N.; Mehos, M.; Christensen, C.; Janzou, S.; Cameron, C. 2008.
- [12] "Energía solar térmica de concentración. Perspectiva mundial 2009". Greenpeace internacional,; Solarpaces,; Estela, 2009.
- [13] "Steam turbines for solar thermal power plants. Industrial steam Turbines ". Siemens, 2010.
- [14] Energía solar termoelectrica. Marta Perez Martinez. Enero 2008. Ciemat.
- [15] Generación eléctrica con plantas termosolares. J.I. Burgaleta Septiembre 2008. Torresol Energy.

Iker Barriga Cuesta

1.2. Páginas WEB.

- [1] Diseño de helióstato: www.energuia.com
- [2] Operación y Mantenimiento en plantas de energía: <http://www.opexenergy.com/index.html>
- [3] Energías renovables: www.energias-renovables.com
- [4] Centro Nacional de Energías Renovables: www.cener.es
- [5] Planta termosolar GEMASOLAR: www.torresolenergy.com
- [6] Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas: www.ciemat.es
- [7] Abengoa: www.abengoasolar.com
- [8] Buscador: www.google.es
- [9] Mapas: www.googlemaps.es
- [10] Plataforma solar de Almería: <http://www.psa.es>
- [11] Siemens: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/steam-turbines/>
- [12] NREL: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/>
- [13] Protermosolar: <http://www.protermosolar.com/>
- [14] Red Eléctrica Española: <http://www.ree.es/>
- [15] Centro de investigaciones energías renovables CIEMAT: <http://www.ciemat.es>
- [16] Centrales termosolares: www.centrales termosolares.com
- [17] Energía: www.energiza.org
- [18] Energía: www.renovetec.com
- [19] Energía: www.opex-energy.com
- [20] Energía: www.solarweb.net
- [21] Greenpeace: www.greenpeace.org

- [22] Electricidad: www.iberdrola.es
- [23] Electricidad: www.fenosa.es
- [24] Electricidad: www.endesa.es
- [25] Mapas: www.sigpac.mapa.es/fega/visor
- [26] Mapas: www.solarweb.net/enlaces/cartografía-radiación-solar/
- [27] Radiación de Europa: re.jrc.ec.europa.eu/pugis/apps3/puest.php
- [28] Radiación ciudades: mapserve3.nrel.gov/puwalts-viewer/index.htm
- [29] Decretos: www.sunnetworks.org
- [30] Mapas: shaded-relief.com
- [31] Wikipedia: www.wikipedia.com
- [32] Radiacion Bardenas: meteo.navarra.es/estaciones/estación.cfm?IDEstación=26
- [33] Energía mareomotriz: química-ingenieriaenergia.com/WAVE+POWER
- [34] Trabajos: www.monografías.com
- [35] Energía fotovoltaica: www.canarysolar.es
- [36] Heliostatos: www.titantracker.es
- [37] Datos meteorológicos: eosweb.larc.nasa.gov
- [38] Datos meteorológicos: www.nasa.gov
- [39] Software de modelado: www.homerenergy.com
- [40] Cálculo de heliostatos: dc346.4shared.com/doc/2HaDssSG/preview.html